



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

Análise do Impacto da Proteção Antiilhamento na Estabilidade de Geradores Conectados Via Inversores

Autor: **Tiago Rodarte Ricciardi**

Orientador: **Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho**

*Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP
como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica*

Área de Concentração: **Energia Elétrica**

Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Prof. Dr. Ernane Antônio Alves Coelho

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida

FEEC/UNICAMP

FEELT/UFU

FEEC/UNICAMP

Campinas/SP, 24 de setembro de 2010

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

R359a Ricciardi, Tiago Rodarte
Análise do impacto da proteção antiilhamento na estabilidade de geradores conectados via inversores / Tiago Rodarte Ricciardi. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 4. Sistemas de energia elétrica - Proteção. I. Freitas Filho, Walmir de. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Stability Analysis of inverter-based distributed generators with anti-islanding protection

Palavras-chave em Inglês: Power distribution, Dispersed storage and generation, Power system stability, Power system protection

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Ernane Antônio Alves Coelho, Madson Cortes de Almeida

Data da defesa: 24/09/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

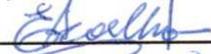
COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Tiago Rodarte Ricciardi

Data da Defesa: 24 de setembro de 2010

Título da Tese: "Análise do Impacto da Proteção Antiilhamento na Estabilidade de Geradores Conectados Via Inversores"

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente):  _____

Prof. Dr. Ernane Antônio Alves Coelho:  _____

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida:  _____

“If I have seen further, it is by standing on the shoulders of Giants.”

Sir Isaac Newton [?] (1643 – 1727)

A todos estes gigantes que me trouxeram até aqui...

Agradecimentos

Desejo expressar meus mais profundos e sinceros agradecimentos:

- Ao Professor Walmir Freitas, pela excelente orientação, pela amizade, pela minha iniciação à carreira acadêmica, pelas oportunidades profissionais com que fui acolhido em seu excelente grupo de pesquisa e pela confiança depositada no meu trabalho;
- Ao Dr. Xiaoyu (Kevin) Wang, da *Tshingua University, Beijing, China*, pelas valiosas colaborações e experiência compartilhada acerca do tema central desta dissertação;
- Aos professores da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP que, direta ou indiretamente, muito me ensinam e contribuem à minha formação;
- Aos amigos do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, em especial: Fernanda Trindade, Diogo Salles, Paulo Meira, Hugo Ayres, Marina Lavorato, Marcos Rider, Cecília Morais, Glauco Niro, Madson Almeida, Luiz Carlos da Silva pelas inúmeras ajudas das mais variadas naturezas, pelas discussões técnicas, conselhos e por tornarem o ambiente de trabalho e o convívio diário tão leve, agradável e de alto nível. Ao Paulo, em particular ainda pela impecável disposição com que mantém nosso ambiente computacional de trabalho e pelas ajudas de boa vontade na resolução de problemas dessa ordem que surgiram no decorrer desses 19 meses;
- Aos meus pais – Kátia e Telmo – e ao meu irmão – Túlio – pelo carinho, amor, paciência, compreensão e apoio. Eles nunca negaram esforços e privações para garantir minha educação e formação de excelência, seja como homem, como cidadão ou como engenheiro;
- Aos amigos da turma “EE04” que sempre me apoiaram e me incentivaram a esta aventura profissional desde os tempos da graduação; Aos amigos de Brasília que, mesmo de longe e espalhados pelo mundo, também me apoiaram nesta jornada;
- À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro essencial à realização deste trabalho.

Campinas/SP, setembro de 2010

Resumo

O uso de geradores conectados via inversores em redes de distribuição de energia elétrica tem aumentado consideravelmente nos últimos anos em razão dos avanços obtidos nas tecnologias de células a combustível e fotovoltaicas bem como de microturbinas e turbinas eólicas. Nesse contexto, a utilização de sistemas de proteção antiilhamento no ponto de conexão do gerador com a rede elétrica é uma das exigências previstas nos principais guias técnicos empregados pelas concessionárias. Ilhamento ocorre quando uma parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte de energia principal (subestação), mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado. No caso particular dos geradores conectados via inversores, os principais dispositivos utilizados comercialmente para fornecer proteção antiilhamento são baseados no conceito de realimentação positiva, cuja idéia básica é empregar um dos parâmetros que definem a tensão terminal do gerador como sinal de realimentação positiva no seu sistema controle. Caso o gerador esteja conectado ao sistema de distribuição, a realimentação positiva não consegue, a priori, desestabilizar o gerador. Por outro lado, caso o gerador torne-se ilhado, a realimentação positiva fará com que o gerador se torne instável e, por conseguinte, a situação de ilhamento pode ser rapidamente detectada por relés de sub/sobre tensão e/ou sub/sob frequência.

Visto que tal esquema de proteção esforça-se para desestabilizar o gerador independentemente da ocorrência ou não de ilhamentos, é fundamental desenvolver ferramentas para analisar a estabilidade de redes com múltiplos geradores equipados com proteção antiilhamento via realimentação positiva. O objetivo desta dissertação de mestrado foi desenvolver uma série de modelos linearizados no espaço de estados para representar os principais dispositivos de proteção antiilhamento existentes comercialmente a fim de investigar a estabilidade frente a pequenas perturbações de sistemas de distribuição de energia elétrica com múltiplos geradores conectados via inversores utilizando-se análise modal.

Palavras-Chave: Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Geração Distribuída, Proteção Antiilhamento, Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações, Modelagem Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica.

Abstract

The usage of inverter-based generators connected directly to electric power distribution systems has considerably increased in recent years due to the technological advances of fuel and photovoltaic cells as well as microturbines and wind turbines. In this context, the usage of anti-islanding protection devices at the interconnection point is required by the main technical guides utilized by the utilities. Islanding occurs when a portion of the distribution system becomes electrically isolated from the remainder of the power system, yet continues to be energized by distributed generators. In the case of inverter-based generators, the main devices commercially employed to supply anti-islanding protection are based on the positive feedback concept. These methods use the deviations of voltage frequency and/or magnitude from normal values as positive feedback signals into the control system to influence the operation of inverter-based distributed generators. If the generator is connected to a strong utility system, in priori, the destabilizing force of the positive feedback has a negligible impact and the generator can operate without difficulties. On the other hand, when the generator is islanded, the positive feedback can destabilize the generator easily. Such distinctively different generator behaviors facilitate the detection of islanding conditions by using under/over voltage and frequency relays.

Since the positive feedback scheme is a destabilizing force, the impact of this scheme on the stability of system with multiples inverter-based generators is of concern. If the positive feedback gain is too high, the generator may become unstable even if it is connected to the main supply system. Thus, the objective of this master thesis is to develop several small-signal models to investigate the stability of distribution network with multiple inverter-based generators with positive feedback anti-islanding protection by using modal analysis.

Keywords: Electric Power Distribution Systems, Distributed Generation, Anti-islanding Protection, Small-Signal Stability Analysis, Power Systems Dynamic Modeling.

Índice

CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÕES, JUSTIFICATIVAS E OBJETIVOS	4
1.2 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	6
CAPÍTULO 2	9
PROTEÇÃO ANTIILHAMENTO DE GERADORES CONECTADOS VIA INVERSORES: CONCEITOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.1 ESQUEMAS EMPREGADOS NA PROTEÇÃO ANTIILHAMENTO DE GERADORES CONECTADOS VIA INVERSORES.....	10
2.1.1 Métodos Remotos via Técnicas de Comunicação ([9], [37])	11
2.1.2 Métodos Remotos Ativos	11
2.1.2.1 Inserção de Impedâncias ([9], [38])	12
2.1.2.2 Esquemas Baseados em Sinalização Digital	12
2.1.3 Métodos Passivos Locais.....	13
2.1.3.1 Sobre/Subtensão e Sobre/Subfrequência.....	14
2.1.3.2 Salto de Fase de Tensão ([9],[42])	16
2.1.3.3 Taxa de Variação da Frequência ([43]).....	16
2.1.3.4 Detecção de Distorção Harmônica	17
2.1.4 Métodos Ativos Locais.....	17
2.1.4.1 Medição de Impedância ([9], [44])	17
2.1.4.2 Slip-Mode Frequency Shift (SMS) ([9])	18
2.1.4.3 Active Frequency Drift (AFD).....	19
2.1.5 Métodos Baseados em Realimentação Positiva.....	20
2.1.5.1 Sandia Frequency Shift (SFS)	22
2.1.5.2 Sandia Voltage Shift (SVS).....	24
2.1.5.3 General Electric Frequency Scheme (GEFS) e General Electric Voltage Scheme (GEVS) 25	
2.2 COMENTÁRIOS FINAIS	27
CAPÍTULO 3	29
MODELAGEM DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERADORES CONECTADOS VIA INVERSORES	29
3.1 TOPOLOGIA DE GERADORES CONECTADOS VIA INVERSORES	29
3.2 MODELO CONTÍNUO (<i>AVERAGE MODEL</i>)	34
3.2.1 Transformação <i>abc-dq</i>	35
3.2.2 Modelagem das Fontes Controladas de Tensão e Equações de Interface com a Rede.....	37
3.2.3 Phase-Locked Loop (<i>PLL</i>).....	40
3.3 MODELAGEM DOS ESQUEMAS DE PROTEÇÃO ANTIILHAMENTO BASEADOS EM REALIMENTAÇÃO POSITIVA.	41
3.3.1 Sandia Frequency Shift.....	41
3.3.2 Sandia Voltage Shift	44

3.3.3	General Electric Frequency Scheme.....	45
3.3.4	General Electric Voltage Scheme.....	46
3.4	MODELAGEM DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERADORES CONECTADOS VIA INVERSORES.....	47
3.4.1	Sistema gerador versus barra infinita.....	47
3.4.1.1	Modelagem da Carga e da Linha de Distribuição.....	48
3.4.1.2	Equivalente do Sistema de Distribuição.....	49
3.5	MODELO LINEARIZADO NO ESPAÇO DE ESTADOS GENERALIZADO.....	50
3.6	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM MÚLTIPLOS GERADORES.....	55
3.6.1	Modelo Estático da Rede.....	56
3.6.2	Modelo Dinâmico da Rede.....	59
3.6.2.1	Carga.....	59
3.6.2.2	Trecho de Alimentador.....	60
3.6.2.3	Transformador.....	61
3.6.2.4	Capacitores.....	61
3.6.3	Equações de Interface Gerador-Rede.....	62
3.7	VALIDAÇÃO DOS MODELOS LINEARIZADOS DESENVOLVIDOS.....	63
3.7.1	Comparação entre Modelos Estáticos e Dinâmicos da Rede.....	69
3.8	COMENTÁRIOS FINAIS.....	70
CAPÍTULO 4.....		71
IMPACTOS DA REALIMENTAÇÃO POSITIVA SOBRE A ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....		71
4.1	ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE SISTEMAS DINÂMICOS DESCRITORES.....	71
4.1.1	Definições ([53]).....	72
4.1.2	Estabilidade a Pequenas Perturbações.....	73
4.2	ANÁLISE DA ESTABILIDADE DO SISTEMA GERADOR VERSUS BARRA INFINITA.....	74
4.2.1	Limite de Estabilidade: Curva <i>PK</i>	78
4.2.2	Impacto dos Modos de Controle do Inversor sobre o Limite de Estabilidade.....	81
4.3	CONFLITO ENTRE MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA E CAPACIDADE DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO.....	86
4.4	ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE SISTEMAS COM MÚLTIPLOS GERADORES.....	87
4.4.1	Comparação entre Modelos Estático e Dinâmico da Rede.....	87
4.4.2	Curvas <i>PK</i> para Sistemas com Múltiplos Geradores.....	89
4.4.2.1	Quantidade de Geradores Distribuídos Conectados ao Alimentador.....	91
4.4.2.2	Localização dos Geradores.....	92
4.4.3	Interação entre Múltiplos Geradores.....	93
4.5	FATORES DE PARTICIPAÇÃO MODAL.....	95
4.6	COMENTÁRIOS FINAIS.....	97
CAPÍTULO 5.....		99
CONCLUSÕES.....		99
5.1	TRABALHOS FUTUROS.....	100

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101
APÊNDICE A	107
LINEARIZAÇÃO DAS EQUAÇÕES DOS MODELOS DOS <i>IBDGS</i>.....	107
A.1 MODELO DO INVERSOR	107
A.2 CONTROLE ANTILHAMAMENTO POR REALIMENTAÇÃO POSITIVA	108
A.2.1 <i>SFS</i>	108
A.2.2 <i>SVS</i>	108
A.2.3 <i>GEFS</i>	108
A.2.4 <i>GEVS</i>	108
A.3 SISTEMA COM UM GERADOR	109
A.3.1 Modelo da Rede	109
A.3.2 Modelo da Carga (RLC paralela)	109
A.4 GERADORES MÚLTIPLOS	110
A.4.1 Modelo estático da rede.....	110
A.4.2 Modelo dinâmico da rede	110
A.4.3 Equações de interface entre os modelos da rede e dos geradores	110
A.5 MATRIZES	111
A.5.1 <i>SFS</i> – Potência Constante	112
A.5.2 <i>SVS</i> – Potência Constante	114
A.5.3 <i>GEFS</i> – Potência Constante.....	116
A.5.4 <i>GEVS</i> – Potência Constante.....	118
A.5.5 <i>SFS</i> – Corrente Constante.....	120
A.5.6 <i>GEFS</i> – Corrente Constante	122
A.5.7 <i>GEVS</i> – Corrente Constante	124
APÊNDICE B	127
BIBLIOTECA <i>IBDGLIB</i>	127
APÊNDICE C	133
DADOS E PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES.....	133
C.1 SISTEMA COM UM GERADOR.....	133
C.2 SISTEMA COM MÚLTIPLOS GERADORES	134

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Ilhamento de um gerador em uma rede de distribuição de energia elétrica.	9
Figura 2.2 – Diagrama unifilar de um sistema de geração distribuída baseada em inversor.	14
Figura 2.3 – Características de resposta em frequência do controle do inversor e da carga local para implementação de um esquema de proteção antiilhamento tipo <i>SMS</i>	19
Figura 2.4 – Exemplo da forma de onda da corrente injetada pelo inversor utilizada na implementação do método de detecção de ilhamento <i>AFD</i>	20
Figura 2.5 – Conceito de proteção antiilhamento baseada em realimentação positiva:.....	22
Figura 2.6 – Diagrama esquemático do <i>SFS</i>	24
Figura 2.7 – Diagrama esquemático do <i>SVS</i>	24
Figura 2.8 – Possibilidades de realização dos métodos de proteção antiilhamento da <i>GE</i>	26
Figura 2.9 – Mecanismo de uma possível implementação do <i>GEVS</i> (a) e do <i>GEFS</i> (b) no plano <i>dq</i>	26
Figura 3.1 – Classificação de inversores quanto à topologia e à estratégia de controle.	30
Figura 3.2 – Inversor trifásico tipo fonte de tensão conectado à rede de distribuição de energia elétrica – modelo chaveado.	33
Figura 3.3 – Inversor trifásico tipo fonte de tensão conectado à rede de distribuição de energia elétrica – modelo contínuo.	35
Figura 3.4 – Transformação <i>abc-dq</i>	37
Figura 3.5 – Modelo contínuo de um inversor trifásico tipo fonte de tensão.	38
Figura 3.6 – Diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão.	40
Figura 3.7 – Estrutura do <i>PLL</i> modelado.	40
Figura 3.8 – Forma de onda de tensão, corrente e componente fundamental de corrente injetadas por um inversor com proteção antiilhamento <i>SFS</i>	43
Figura 3.9 – Diagrama de blocos do modelo do <i>SFS</i>	43
Figura 3.10 – Extensão do diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão para inclusão da malha de realimentação positiva do <i>SFS</i>	43
Figura 3.11 – Diagrama de blocos do modelo do <i>SVS</i>	44
Figura 3.12 – Extensão do diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão para inclusão da malha de realimentação positiva do <i>SVS</i>	45
Figura 3.13 – Diagrama de blocos do modelo do <i>GEFS</i>	45
Figura 3.14 – Extensão do diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão para inclusão da malha de realimentação positiva do <i>GEFS</i>	46
Figura 3.15 – Diagrama de blocos do modelo do <i>GEVS</i>	46
Figura 3.16 – Extensão do diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão para inclusão da malha de realimentação positiva do <i>GEVS</i>	47
Figura 3.17 – Diagrama trifilar de um gerador alimentando uma carga local RLC conectado via inversor à um sistema de distribuição equivalente.	48
Figura 3.18 – Estrutura da modelagem de sistemas com múltiplos geradores.	56
Figura 3.19 – Diagrama unifilar do sistema teste para estudos em redes com múltiplos geradores.	56
Figura 3.20 – Representação da eliminação de barras que reduz a rede às barras de geração e à barra <i>slack</i>	58

Figura 3.21 – Estrutura da matriz admitância nodal do sistema de múltiplos geradores ilustrado na Figura 3.20.	59
Figura 3.22 – Resposta transitória à um degrau de 10% no valor de P_{ref} do gerador do sistema ilustrado na Figura 2.2 equipado com proteção antiilhamento <i>SFS</i> e controle potência constante: validação dos modelos linearizados.	64
Figura 3.23 – Resposta transitória do gerador do caso 1 sem esquema de proteção antiilhamento (ganho nulo): a realimentação positiva da proteção antiilhamento é responsável por reduzir o amortecimento do sistema.	65
Figura 3.24 – Resposta transitória à um degrau de 10% do valor de i_{dref} em i_{dref} e i_{qref} do gerador do sistema ilustrado na Figura 2.2 equipado com proteção antiilhamento <i>GEVS</i> e controle corrente constante: validação dos modelos linearizados.	66
Figura 3.25 – Resposta transitória do gerador do caso 2 sem esquema de proteção antiilhamento (ganho nulo): a realimentação positiva da proteção antiilhamento é responsável por reduzir o amortecimento do sistema.	67
Figura 3.26 – Resposta transitória do gerador GD1 à um degrau de 10% no valor de P_{ref} dos geradores do sistema ilustrado na Figura 3.19 equipado com proteção antiilhamento <i>SFS</i> e controle potência constante: validação dos modelos linearizados.	68
Figura 3.27 – Resposta transitória do gerador do caso 3 sem esquema de proteção antiilhamento (ganho nulo): a realimentação positiva da proteção antiilhamento é responsável por reduzir o amortecimento do sistema.	69
Figura 3.28 – Comparação da resposta dinâmica da representação algébrica e diferencial da rede no modelo de pequenas perturbações com o modelo de transitórios eletromagnéticos em face à uma variação de carga do GD1 do sistema de múltiplos geradores.	70
Figura 4.1 – Raízes da equação característica $p(\lambda) = \det(\lambda E - A)$ para o sistema com um gerador com controle tipo potência constante equipado com proteção antiilhamento <i>SFS</i> operando nas condições da Tabela C.1	75
Figura 4.2 – Deslocamento das raízes da equação característica conforme o valor do ganho de realimentação positiva varia de $K_f = 0$ à $K_f = 0,04$	75
Figura 4.3 – Ganho limite da realimentação positiva - simulações no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos.	76
Figura 4.4 – Deslocamento das raízes da equação característica conforme o valor da injeção de potência ativa varia de $P_{ref} = 0,10$ p.u. à $P_{ref} = 0,35$ p.u.	77
Figura 4.5 – Injeção limite de potência ativa: simulações no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos.	78
Figura 4.6 – Curva $P_{m\acute{a}x} \times K_f$	79
Figura 4.7 – Determinação do limite de injeção de potência ativa através da análise da envoltória da resposta dinâmica no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos.	80
Figura 4.8 – Curva $P_{m\acute{a}x} \times K_f$ obtida através de análise modal do modelo de pequenas perturbações e através de repetidas simulações no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos.	80
Figura 4.9 – Raízes da equação característica $p(\lambda) = \det(\lambda E - A)$ do sistema com um gerador equipado com proteção antiilhamento <i>SFS</i> para os dois tipos de controle.	81
Figura 4.10 – Curva limite $I_{m\acute{a}x} \times K_f$ obtida através de análise modal do modelo de pequenas perturbações e através de repetidas simulações no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos: controle corrente constante.	82
Figura 4.11 – Curva PV para a barra terminal do GD do sistema com um gerador: limite de transferência de potência ativa pelo alimentador equivalente.	83

Figura 4.12 – Comparação do limite de injeção de potência ativa entre os dois modos de controle do inversor: potência constante e corrente constante.	84
Figura 4.13 – Representação dos limites de injeção do gerador distribuído.	85
Figura 4.14 – Curvas $P_{m\acute{a}x} \times K_f$ obtidas através de análise modal do modelo de pequenas perturbações do modelo de gerador com injeção de potência constante para diferentes configurações de parâmetros da linha de distribuição $R + jX$	86
Figura 4.15 – Resposta dinâmica da frequência terminal do inversor em face à abertura da chave que isola o GD do restante do sistema de distribuição.	87
Figura 4.16 – Raízes da equação característica $p(\lambda) = \det(\lambda E - A)$ do sistema de múltiplos geradores sem realimentação positiva da proteção antiilhamento para diversos modelos da rede elétrica.	89
Figura 4.17 – Deslocamento das raízes da equação característica conforme o valor da injeção de potência ativa varia de $P_{refj} = 0,10 p.u.$ à $P_{refj} = 0,50 p.u.$	91
Figura 4.18 – Máxima penetração da geração distribuída para diferentes quantidades de geradores distribuídos conectados ao alimentador.	92
Figura 4.19 – Injeção limite de potência ativa de cada gerador individual para diversas quantidades de geradores distribuídos no sistema.	92
Figura 4.20 – Limite de estabilidade para a mesma injeção de potência ativa em diferentes pontos da rede.	93
Figura 4.21 – Impacto da alteração do ganho K_{f4} da realimentação positiva do gerador GD4 sobre a margem de estabilidade do gerador GD1.	94
Figura 4.22 – Impacto da penetração do gerador GD4 sobre a margem de estabilidade do gerador GD1.	95
Figura 4.23 – Fatores de participação das variáveis de estado no modo crítico do sistema.	97
Figura B.1 – Interface da biblioteca de modelos <i>IBDGlib</i>	127
Figura B.2 – Detalhe do menu ' <i>Generators</i> '.	128
Figura B.3 – Máscara para definição dos parâmetros de simulação do <i>IBDG</i> injeção de potência constante com proteção antiilhamento por realimentação positiva da Sandia.	129
Figura B.4 – Controle do inversor injeção de potência constante com proteção antiilhamento por frequência e tensão Sandia (<i>SFS</i> e <i>SVS</i>).	129
Figura B.5 – Controle do inversor injeção de corrente constante com proteção antiilhamento Sandia por frequência (<i>SFS</i>).	130
Figura B.6 – Controle do inversor injeção de potência constante com proteção antiilhamento Sandia por frequência (<i>SFS</i>) acionando o banco trifásico de fontes de tensão controladas: modelo contínuo.	130
Figura B.7 – Implementação do <i>SFS</i>	131
Figura B.8 – Implementação do <i>SVS</i>	131
Figura B.9 – Implementação do <i>GEFS</i>	131
Figura B.10 – Implementação do <i>GEVS</i>	132
Figura B.11 – Sistema teste com um gerador.	132
Figura B.12 – Sistema teste – múltiplos geradores.	132

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Resposta à condições anormais de frequência.	15
Tabela 2.2 – Resposta à condições anormais de tensão.	15
Tabela 4.1 – Autovalores finitos do sistema de múltiplos geradores: parâmetros do caso base com $K_f = 0$ e diferentes modelos da rede.	90
Tabela C.1 – Dados de simulação do sistema com um gerador com carga RLC local.	133
Tabela C.2 – Dados de simulação do sistema de múltiplos geradores.	134

Lista de Acrônimos

<i>AFD</i>	<i>Active Frequency Drift;</i>
CA	Corrente Alternada;
CC	Corrente Contínua;
<i>DAE</i>	<i>Differential-Algebraic Equation;</i>
DHT	Distorção Harmônica Total;
<i>EMT</i>	<i>Electromagnetic Transients;</i>
<i>EMTP</i>	<i>Electromagnetic Transients Program;</i>
<i>FACTS</i>	<i>Flexible Alternating Current Transmission System;</i>
GD	Gerador Distribuído, Geração Distribuída;
<i>GEFS</i>	<i>General Electric Frequency Scheme;</i>
<i>GEVS</i>	<i>General Electric Voltage Scheme;</i>
<i>HVDC</i>	<i>High-Voltage Direct Current;</i>
<i>IBDG</i>	<i>Inverter-Based Distributed Generator;</i>
<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency;</i>
<i>IGBT</i>	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistor;</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum;
<i>PAM</i>	<i>Pulse-Amplitude Modulation;</i>
<i>PLC</i>	<i>Power Line Carrier;</i>
<i>PLL</i>	<i>Phase-Locked Loop;</i>
<i>PVPS</i>	<i>Photovoltaic Power System;</i>
<i>PWM</i>	<i>Pulse-Width Modulation;</i>
<i>ROCOF</i>	<i>Rate of Change of Frequency;</i>

SCADA *Supervisory Control and Data Acquisition;*

SFS *Sandia Frequency Shift;*

SMS *Slip-Mode Frequency Shift;*

SVM *Space Vector Modulation;*

SVS *Sandia Voltage Shift;*

UPS *Uninterruptible Power Supply;*

Capítulo 1

Introdução

O interesse pela conexão de geradores diretamente em redes de distribuição de energia elétrica – fato conhecido como geração distribuída – tem aumentado consideravelmente em função de fatores tais como: reestruturação do setor elétrico; crescente necessidade de aproveitamento das mais variadas fontes primárias de energia; avanços tecnológicos aliados à redução dos custos em materiais, equipamentos e dispositivos empregados nos processos de conversão de energias alternativas; busca pela melhoria dos níveis de confiabilidade de instalações industriais e comerciais e aumento da conscientização sobre a conservação ambiental ([1]–[4]). O crescimento da geração distribuída, todavia, traz consigo uma série de desafios técnicos, econômicos e regulamentatórios que tem motivado novos estudos e pesquisas em sistemas elétricos de potência para suprir a carência de soluções para os problemas que vêm se apresentando ([5],[6]).

Historicamente, as redes de distribuição de energia elétrica foram concebidas, planejadas e operadas conforme duas premissas básicas. A primeira de que o sistema era uma rede passiva, que tinha na subestação de distribuição a única fonte supridora. A segunda, a qual é decorrente da primeira, de que a operação era radial, com o fluxo unidirecional de potência com sentido da subestação para as cargas. Foi baseado nessas considerações que por mais de meio século os sistemas foram expandidos e, ao longo dos anos, as estratégias de controle de tensão, coordenação da proteção e de medidas de confiabilidade, por exemplo, foram traçadas. Com a proliferação da geração distribuída, tais hipóteses deixam de ser verdadeiras. Os modernos sistemas de distribuição não mais operam de forma radial – é possível que ocorram inversões no sentido dos fluxos de potência nos ramos conforme o carregamento dos geradores na rede – bem como deixaram de ser redes passivas para se tornarem sistemas supridos por várias fontes de energia espalhadas com intenso nível de automatismo, controle e supervisão. Perfil de tensão em regime permanente, perdas elétricas, estabilidade de tensão e de ângulo, coordenação e seletividade da proteção, qualidade da energia elétrica são alguns dos vários aspectos técnicos que devem ser reavaliados com o aumento da penetração de geradores distribuídos ([6]).

Embora a grande maioria dos sistemas de geração distribuída atualmente empregue máquinas síncronas e de indução, acionadas por turbinas térmicas, hidráulicas ou eólicas, há um interesse crescente em tecnologias emergentes de geração de energia elétrica tais como células a combustível e fotovoltaicas, que cada vez mais estão sendo utilizadas não só no abastecimento de sistemas isolados, mas também em operação interligada ao sistema de distribuição ([7]). Essas tecnologias emergentes pertencem a uma família de dispositivos cuja conexão com a rede elétrica é realizada via conversores estáticos de potência, especificamente por meio de inversores, visto que a tensão gerada é contínua. Tais geradores são genericamente denominados geradores conectados via inversores (em inglês, *inverter-based distributed generators, IBDG*).

Um dos principais desafios técnicos observados na conexão de geradores em redes de distribuição, incluindo aqueles cuja interface com a rede é feita via inversores, consiste na detecção de ilhamentos ([8],[9]). Ilhamento ocorre quando uma parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte de energia principal (subestação), mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado. Embora existam pesquisas recentes que procuram viabilizar a operação ilhada de pequenos sistemas em casos especiais ([10]–[12]), a operação sob tais condições usualmente não é permitida pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica ([13]–[17]) e não é recomendada pelos principais guias técnicos ([18]–[21]) por diversos motivos, entre eles, destacam-se ([8],[9],[13]–[22]):

- A segurança do pessoal de manutenção da concessionária bem como dos consumidores em geral pode ser colocada em risco devido à energização de parte da rede sem conhecimento da concessionária;
- A coordenação e a seletividade do sistema de proteção da rede ilhada podem ser comprometidas devido a mudanças drásticas dos níveis de curto-circuito após o ilhamento;
- O sistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado devido ao tipo de ligação dos transformadores que conectam tais geradores com a rede (usualmente delta/estrela aterrado com os enrolamentos da rede conectados em delta), o que interfere fortemente na detecção de faltas a terra e pode levar a ocorrência de sobretensões durante estas faltas;

- A qualidade da energia fornecida para os consumidores na rede ilhada está fora do controle da concessionária, embora esta seja a responsável legal por este item;
- O religamento automático de linhas e alimentadores do subsistema ilhado à subestação pode ocorrer com o sistema e o gerador distribuído fora de sincronismo, o que poderia causar danos em equipamentos e dispositivos conectados na rede ilhada.
- Um gerador distribuído que permanece ilhado pode contribuir para a manutenção de uma falta que desencadeou o processo de formação da ilha, contribuindo para que as tentativas de recomposição automática da rede de distribuição fracassem.

Visto que a operação ilhada pode trazer problemas para consumidores, concessionárias e proprietários de geradores distribuídos, é exigência das normas técnicas das distribuidoras ([13]–[17]) e recomendação dos principais guias técnicos ([18]–[21]) que o sistema de proteção do gerador distribuído seja capaz de detectar ilhamentos e desconectar automaticamente o gerador tão logo o evento seja identificado. Tipicamente, essa operação deve ser realizada num intervalo de 200 milissegundos a 2 segundos, dado que em muitos casos há dispositivos de religamento automático de resposta rápida que atuam para restabelecer o fornecimento aos subsistemas isolados, sendo que o gerador deve estar desconectado para que o religamento seja feito com sucesso.

Com o interesse crescente no uso de geradores conectados via inversores aos sistemas de distribuição de energia elétrica, muitos trabalhos têm sido conduzidos com objetivos de traçar normas, padrões e requisitos técnicos de integração de tais tecnologias de geração, incluindo aspectos relativos à proteção antiilhamento ([9],[18]–[21]). As soluções que têm se mostrado mais adequadas em diversos aspectos para evitar o ilhamento não intencional nesses casos são baseadas no conceito de realimentação positiva ([23]–[25]). A idéia básica desses esquemas é empregar um dos parâmetros que definem a tensão terminal do gerador como sinal de realimentação positiva no sistema de controle do inversor. Caso o gerador esteja conectado ao sistema de distribuição, a realimentação positiva não consegue, a priori, desestabilizar o gerador. Por outro lado, caso o gerador torne-se ilhado, a realimentação positiva fará com que o gerador se

torne instável e, por conseguinte, a situação de ilhamento pode ser rapidamente detectada por relés de sub/sobretensão e/ou sub/sobrefrequência. Como tais sistemas de proteção tentam desestabilizar a operação do gerador de forma contínua independentemente da ocorrência de ilhamentos, a utilização de esquemas baseados nesse princípio pode interferir na operação dos geradores e da rede e deve ser investigada de forma detalhada, sobretudo na presença de múltiplos geradores. É neste contexto que esta dissertação de mestrado apresenta suas contribuições como descrito a seguir.

1.1 Motivações, Justificativas e Objetivos

O desenvolvimento da proteção antiilhamento de geradores conectados via inversores com base no conceito de realimentação positiva foi objeto intenso de estudos na década passada ([23]–[28]), de forma que tal tecnologia está sendo empregada comercialmente. Nos EUA, o esquema de proteção antiilhamento baseado neste conceito foi primeiramente investigado pela equipe de pesquisadores do *Sandia National Laboratories* em cooperação com diversos fabricantes americanos de inversores e células fotovoltaicas ([24]). Por exemplo, a Xantrex ([29]), um dos maiores fabricantes de inversores para painéis fotovoltaicos, emprega esse esquema como padrão em seus inversores tanto para uso em instalações residenciais (10 kW) quanto para uso em instalações comerciais (250 kW). A Latronics ([30]), líder no mercado australiano de inversores para conexão de células fotovoltaicas e geradores eólicos, também emprega essa tecnologia como padrão em seus inversores. A General Electric desenvolveu sua própria família de métodos de proteção antiilhamento baseados no conceito de realimentação positiva ([25]). De fato, a General Electric inclusive investigou a aplicação deste conceito nos sistemas de excitação e de controle de velocidade de geradores síncronos ([31], [32]).

Visto que tal tecnologia tem se tornado padrão na indústria de inversores para geradores distribuídos, é importante investigar os impactos causados por esse esquema ativo sobretudo na estabilidade de redes com múltiplos geradores. Observa-se, contudo, que há relativa carência de modelos computacionais e analíticos para estudos de estabilidade de geradores conectados via inversores frente a pequenas perturbações do ponto de vista da rede elétrica. Os principais trabalhos nesta área, embora tenham fornecido importantes informações sobre a estabilidade desses geradores ([33]–[35]), não consideram os esquemas de proteção antiilhamento

por realimentação positiva nos modelos linearizados. As pesquisas sobre a proteção antiilhamento de geradores conectados via inversores baseadas no conceito de realimentação positiva foram e são conduzidas com ênfase maior nos aspectos que cercam o equipamento (inversores e demais dispositivos) do que os relativos aos sistemas de distribuição e interações entre múltiplos geradores. No que concerne a proteção antiilhamento em si, há na literatura uma vasta quantidade de trabalhos experimentais e de simulações numéricas no domínio do tempo que utilizam ferramentas específicas de análise de circuitos eletrônicos ([27]), bem como trabalhos que utilizam ferramentas de análise de sistemas lineares tais como diagrama de Bode ([25]). Porém modelagens próprias para implementação em programas típicos de análise de redes (e.g., análise de estabilidade transitória e análise modal dinâmica de estabilidade frente a pequenas perturbações) são ainda escassas. Corroborando esse fato, em [25] as seguintes declarações feitas pelos autores, que são os pesquisadores que desenvolveram os dispositivos de proteção antiilhamento com realimentação positiva na *General Electric Global Research Center*, são apresentadas:

"Although the concept has been proposed for more than a decade, most studies are focused on numerical simulation and lab testing. The design of the schemes is mostly on a heuristic basis." (página 13)

"Although Saber provides the small-signal-analysis function based on the average model, its validity is in question for a high-order system. After validation by time-domain simulation, it is concluded that the Saber built-in small-signal function does not provide satisfactory results for the system being studied here. Therefore, the approach of using individual frequency injection in time-domain is used to generate the loop-gain Bode plot." (página 21).

Dado esse contexto, este trabalho propõe-se a:

- Desenvolver modelos matemáticos e computacionais linearizados (para pequenas perturbações), com representação no espaço de estados, de geradores conectados via inversores em redes de distribuição de energia elétrica com esquemas de proteção antiilhamento baseados no conceito de realimentação positiva. Ênfase é dada aos seguintes métodos disponíveis comercialmente: *Sandia Frequency Shift (SFS)*, *Sandia Voltage Shift (SVS)*,

General Electric Frequency Scheme (GEFS) e General Electric Voltage Scheme (GEVS);

- Validar tais modelos desenvolvidos através de simulações no domínio do tempo considerando pequenas perturbações, confrontando o desempenho destes modelos linearizados com aqueles obtidos por simulação computacional com modelos detalhados implementados em um programa de análise de transitórios eletromagnéticos (*EMT* do inglês *Electromagnetic Transients*);
- Realizar estudos de sensibilidade baseados nos modelos desenvolvidos, a fim de investigar a estabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica com múltiplos geradores conectados via inversores utilizando proteção antiilhamento com realimentação positiva através do uso de técnicas de análise modal;

A metodologia de análise e os resultados são de grande valia tanto para as concessionárias de distribuição de energia elétrica quanto para os proprietários e fabricantes de geradores conectados via inversores com proteção antiilhamento por realimentação positiva visto que a questão poderá ser mais bem compreendida. Assim, considera-se que as principais contribuições desta dissertação de mestrado são: o desenvolvimento e a disponibilização de modelos linearizados para análise de estabilidade frente a pequenas perturbações de geradores conectados via inversores com proteção antiilhamento baseada no conceito de realimentação positiva e apresentação de um estudo completo e amplo dos impactos dessa técnica de proteção sobre a estabilidade de redes de distribuição com múltiplos geradores distribuídos.

1.2 Organização da Dissertação

Esta dissertação de mestrado está organizada da seguinte forma:

- O Capítulo 2 discute alguns conceitos associados à detecção de ilhamento em sistemas de distribuição de energia elétrica e apresenta uma revisão das principais técnicas de proteção antiilhamento de geradores conectados via inversores;

- O Capítulo 3 descreve um modelo matemático de geradores conectados via inversores com proteção antiilhamento por realimentação positiva para estudos dinâmicos e de estabilidade em redes de distribuição de energia elétrica. O modelo é então linearizado, colocado na forma de representação no espaço de estados e validado através de comparação dos resultados obtidos com modelos detalhados para simulações de transitórios eletromagnéticos considerando pequenas perturbações;
- O Capítulo 4 apresenta diversos estudos de estabilidade frente a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geradores conectados via inversores com proteção antiilhamento por realimentação positiva. Os resultados são obtidos através de análise modal dos modelos linearizados desenvolvidos no Capítulo 3 e, sempre que possível, são ratificados através de simulações no domínio do tempo dos modelos detalhados para simulação de transitórios eletromagnéticos;
- O Capítulo 5 apresenta as conclusões e considerações finais desta dissertação.
- O Apêndice A traz detalhes do processo de linearização das equações dos modelos desenvolvidos no Capítulo 3 bem como as respectivas matrizes de massa, de estados e de entradas dos sistemas estudados nesta dissertação.
- O Apêndice B apresenta detalhes sobre o desenvolvimento e a implementação de uma biblioteca de modelos de simulação de transitórios eletromagnéticos desenvolvida para os estudos relativos a este trabalho.
- O Apêndice C lista os dados e demais parâmetros de simulação dos casos estudados nos Capítulos 3 e 4.

As simulações computacionais cujos resultados são apresentados e discutidos ao longo dos capítulos seguintes desta dissertação foram realizadas no ambiente MATLAB®. O programa utilizado na simulação dos modelos para análise de transitórios eletromagnéticos foi o *SimPowerSystems*™, ferramenta de simulação no domínio do tempo que acompanha o ambiente computacional MATLAB®/Simulink® ([36]). Ressalta-se que todas as discussões desenvolvidas e as conclusões estabelecidas ao longo dos capítulos a seguir são fundamentadas em resultados unicamente obtidos através de simulações computacionais dos modelos matemáticos –

metodologia bem estabelecida em estudos de sistemas de potência – em virtude da ênfase dada neste trabalho ser do ponto de vista sistêmico, não do ponto de vista de equipamentos, conforme mencionado anteriormente. Não há, portanto, realização de testes laboratoriais ou de campo com equipamentos reais.

Capítulo 2

Proteção Antiilhamento de Geradores Conectados via Inversores: Conceitos e Revisão Bibliográfica

Ilhamento ocorre quando uma parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte de energia principal (subestação), mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado. A perda da conexão com a subestação é resultante do desligamento de trechos de linhas, alimentadores, subestações ou de mudanças topológicas na rede, provocadas pela atuação de chaves, fusíveis, disjuntores ou religadores do sistema de proteção em resposta à faltas transitórias ou permanentes, bem como ocasionadas por alguma manobra indevida ou acidental dentro de um procedimento operativo. Falhas na detecção de ilhamento por parte dos relés de proteção associados aos geradores distribuídos podem comprometer a segurança pessoal de consumidores e eletricitistas das concessionárias distribuidoras e conduzir a danos em equipamentos. A condição de operação ilhada é ilustrada na Figura 2.1, caso o religador destacado abra por atuação da proteção em função de uma falta na rede, será formada uma ilha alimentada pelos geradores conectados via inversores, os quais devem ser desconectados antes da primeira tentativa de restauração da rede pelo religador (o que ocorre tipicamente entre 500 e 2000 ms).

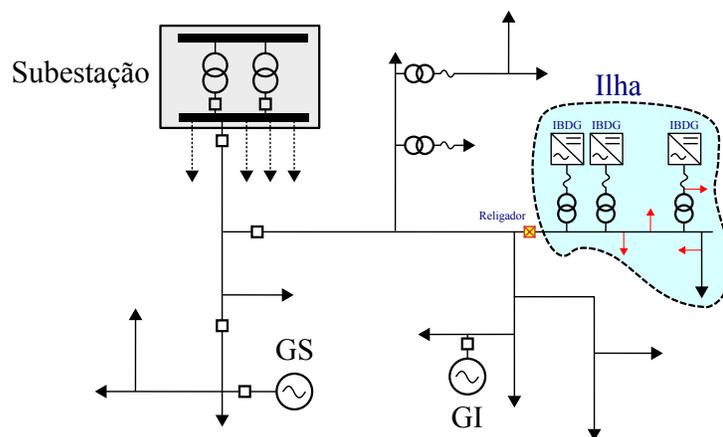


Figura 2.1 – Ilhamento de um gerador em uma rede de distribuição de energia elétrica.

Visto que a operação ilhada de geradores distribuídos pode trazer conseqüências adversas para a operação dos sistemas, para os consumidores e para as premissas de segurança pessoal, atualmente todos os geradores distribuídos são equipados com dispositivos de proteção antiilhamento ([8],[9],[13]–[22]). Portanto, na última década diversos esforços foram realizados para desenvolver equipamentos capazes de detectar tais situações com custos aceitáveis ([8], [9]). Essa busca levou a criação de diversos métodos para detecção de ilhamento, de forma que, neste capítulo, os principais métodos com aplicações comerciais são brevemente discutidos, colocando uma maior ênfase nas metodologias baseadas no conceito de realimentação positiva, as quais são focadas nesta dissertação. Detalhes de cada método podem ser obtidos nas referências indicadas.

2.1 Esquemas Empregados na Proteção Antiilhamento de Geradores Conectados via Inversores

Os métodos de detecção de ilhamento de geradores conectados via inversores¹ têm evoluído ao longo dos anos em resposta às exigências técnicas das concessionárias e às especificidades de cada tecnologia empregada na interface entre a fonte primária e a rede elétrica. Os métodos de detecção de ilhamento de geradores distribuídos podem ser divididos de forma geral em quatro categorias principais conforme seus princípios de operação ([8],[9]):

- Métodos remotos baseados em técnicas de comunicação entre os geradores e a concessionária;
- Métodos remotos ativos instalados na rede da concessionária;
- Métodos passivos locais residentes no sistema de controle do inversor;
- Métodos ativos locais residentes no sistema de controle do inversor.

Não há consenso na literatura sobre qual dessas categorias é a mais indicada para o cumprimento dos requisitos de proteção antiilhamento. Via de regra, adota-se uma solução de compromisso entre custos e impactos sobre a operação do sistema e eficiência do esquema em detectar operação ilhada na rede, o que depende do tipo e do porte do gerador distribuído e do

¹ Muitos dos métodos aqui descritos podem ser empregados para proteção antiilhamento de geração distribuída em geral, incluindo aquelas cuja interface com a rede de distribuição é feita via máquinas elétricas rotativas ([8],[19],[22],[28]).

perfil de carga do alimentador ao qual este é conectado. Assim, os métodos embutidos nos próprios sistemas de controle dos inversores são os que têm tido maior aceitação por parte dos fabricantes e proprietários de geradores distribuídos conectados via inversores ([8],[9],[25]) e têm sido tópicos de pesquisas ao longo dos últimos 20 anos. Essa opção deve-se, sobretudo, a critérios econômicos: o custo de implementação de funções de proteção diretamente no controle dos inversores é muito menor do que a instalação de sistemas remotos para monitoramento dos geradores. Contudo, ainda não há uma tecnologia amplamente aceita para ser empregada como padrão.

2.1.1 Métodos Remotos via Técnicas de Comunicação ([9], [37])

Estes métodos remotos são aqueles que envolvem alguma forma de comunicação entre concessionária, geradores distribuídos e dispositivos de proteção e manobra da rede. São muito eficazes na detecção de ilhamento, porém apresentam alto custo de equipamentos e um atraso inerente na identificação de tais situações associado ao sistema de comunicação e de processamento de topologia da rede, o que pode até inviabilizar tal alternativa, em alguns casos, dada a restrição de atuação da proteção em frações de segundo e diversas possibilidades de reconfiguração da rede. Como exposto, a geração baseada em inversores é tipicamente em maior número (vários geradores espalhados pela rede) e de menor porte que a geração baseada em máquinas elétricas rotativas, e por esses motivos, estes métodos são usualmente inviáveis e pouco empregados na proteção antiilhamento de geradores conectados via inversores. Sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), PLC (*Power Line Carrier*) e coordenação de abertura via transferência de disparo (*transfer trip*) são alguns dos paradigmas empregados na proteção antiilhamento remota mais adequados para aplicações em unidades de cogeração, em pequenas centrais hidrelétricas e em parques eólicos.

2.1.2 Métodos Remotos Ativos

Os métodos remotos ativos instalados na rede da concessionária são aqueles em que um equipamento injeta perturbações na rede de distribuição a fim de causar alterações nos sinais elétricos do ponto de acoplamento comum (PAC) entre os geradores distribuídos e a rede, que surtem efeito somente em caso de ilhamento de algum inversor. A seguir dois exemplos são brevemente descritos.

2.1.2.1 Inserção de Impedâncias ([9], [38])

Um elemento de baixa impedância em derivação (*shunt*) (tipicamente um banco de capacitores com elevada capacitância) é instalado próximo a uma chave cuja abertura potencialmente leve à formação de uma ilha energizada pelo inversor, sendo que esta impedância em derivação é conectada a jusante desta chave em direção aos geradores distribuídos. Normalmente esse elemento em derivação, o qual é controlado por uma chave, permanece desconectado da rede de distribuição. A conexão de tal impedância ao sistema é coordenada, após um pequeno atraso temporizado, com a abertura da chave que supostamente pode criar a situação de ilhamento. Assim, se a carga local era tal que o inversor seria capaz de manter uma ilha energizada, ao chavear-se um capacitor em paralelo com a carga, a frequência elétrica na porção ilhada do sistema é variada de forma que a proteção de frequência pode atuar, desconectando o inversor. O atraso na inserção da impedância é importante justamente para que a adição da capacitância à ilha energizada não acabe por equilibrar a carga, levando à condição de ressonância entre a parcela indutiva da carga local e o elemento inserido. Assim, nesse caso, a proteção por subfrequência atuaria antes que o capacitor fosse manobrado, suspendendo a operação ilhada.

2.1.2.2 Esquemas Baseados em Sinalização Digital

Os métodos genericamente denominados “baseados em sinalização digital” têm se mostrado como promissoras soluções para o problema de detecção de ilhamento de geradores distribuídos. De forma geral, baseiam-se na propagação a jusante da subestação principal da rede de distribuição de sinais especialmente injetados, de tal forma que o problema da identificação de geradores ilhados se traduz na determinação da presença ou não de tais sinais nos pontos de conexão desses geradores ([39]–[40]). O sinal tipicamente empregado é uma perturbação na tensão no instante de mudança de polaridade criado através de indutores controlados por tiristores. Essa abordagem embora tenha se mostrado capaz de detectar situações de ilhamento com bastante sucesso tem um custo bastante elevado visto que um gerador de sinal de alta potência deve ser instalado na subestação principal do sistema e receptores de sinais devem ser instalados em todos os geradores conectados na rede. No caso de geradores conectados via inversores, em razão da baixa capacidade de produção de energia desses dispositivos, tais custos podem ser elevados o suficiente para inviabilizar o seu uso.

2.1.3 Métodos Passivos Locais

Os métodos passivos locais baseiam-se na detecção de alguma anormalidade nas grandezas elétricas do ponto de acoplamento entre o gerador distribuído e o sistema de distribuição por ocasião de ocorrência de um ilhamento. Os principais representantes desses métodos são os relés baseados em medidas de frequência e/ou tensão. Estes métodos são os mesmos utilizados na proteção de geradores distribuídos síncronos e de indução ([8],[22],[28]). São formas de detectar ilhamento que necessitam somente do ajuste do relé de proteção (ou do equipamento com função equivalente) que já desempenhe determinado papel de proteção do gerador. Como os inversores já necessitam monitorar parâmetros elétricos nos terminais com propósitos de controle e para atender aos requisitos de certificação, métodos de detecção de ilhamento por sobre/subtensão e/ou sobre/subfrequência já estão inerentemente implementados no sistema de controle desses inversores, portanto um relé de proteção separado não é necessário.

A utilização de tais métodos não traz potenciais impactos à operação do sistema, dado seu caráter de atuação passiva: caso ocorra um ilhamento, este será detectado se tal condição refletir sobre o valor de alguma grandeza elétrica no ponto de acoplamento (tensão, frequência, etc) que exceda os limites de ajuste da proteção. Apresentam baixo custo incremental ao equipamento, porém não garantem proteção total, visto que algumas situações de ilhamento, caracterizadas por baixos valores de desbalanços de potência ativa e reativa, não levam a alterações nas grandezas elétricas que sensibilizem os relés, ou ainda levam a alterações, porém em dinâmica lenta, o que torna o tempo de detecção demasiadamente longo, inviabilizando sua utilização em face ao restrito intervalo de tempo recomendado para a desconexão do gerador ([18]–[21]).

O princípio geral de operação dessa classe de proteção antiilhamento poder ser ilustrado com base na Figura 2.2, onde um gerador é conectado via inversor ao sistema através de uma linha de distribuição modelada por uma resistência em série com uma reatância. O gerador injeta em sua barra terminal uma potência $P_{GD} + jQ_{GD}$, alimentando uma carga local que consome uma potência $P_L + jQ_L$. A carga é modelada por um ramo RLC paralelo, conforme recomendado pelas principais normas ([18],[19]), viabilizando a análise da situação em que a carga é ressonante na frequência fundamental da rede. O desbalanço de potência $(P_{GD} + jQ_{GD}) - (P_L + jQ_L)$ tal que $P_{Sis} + jQ_{Sis} = (P_{GD} - P_L) + j(Q_{GD} - Q_L)$ é injetado no (ou

fornecido pelo) sistema de distribuição. O ilhamento ocorre quando a chave CH_1 na linha de distribuição abre, isolando o inversor e a carga local do restante do sistema. Os esquemas de proteção antiilhamento passivos locais deverão, baseados em medidas restritas à barra terminal do GD, detectar essa abertura e comandar a abertura da chave CH_2 o quanto antes. Quando o sistema for restabelecido, através do fechamento de CH_1 , a chave CH_2 poderá ser fechada para que o inversor seja conectado novamente ao sistema de distribuição.

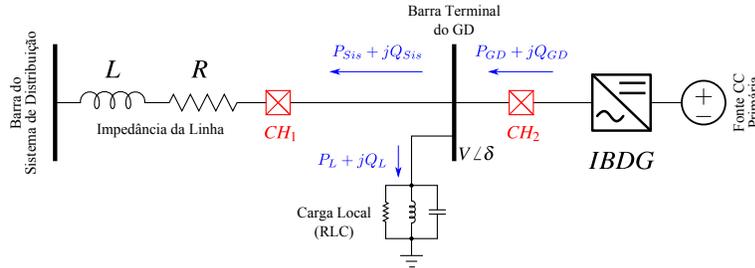


Figura 2.2 – Diagrama unifilar de um sistema de geração distribuída baseada em inversor.

De modo geral, cada método passivo de detecção de ilhamento baseia-se no monitoramento de um parâmetro dos sinais elétricos do terminal do gerador: o ilhamento será detectado se o parâmetro em questão exceder os limites ajustados na proteção como discutido a seguir.

2.1.3.1 Sobre/Subtensão e Sobre/Subfrequência

O comportamento dinâmico da rede isolada após abertura da chave CH_1 – e portanto a eficácia na detecção de ilhamentos por relés de frequência e/ou tensão – está ligado ao desbalanço de potência ativa ($\Delta P = P_{Sis} = P_{GD} - P_L$) e reativa ($\Delta Q = Q_{Sis} = Q_{GD} - Q_L$) entre gerador e carga local no instante imediatamente anterior à abertura da chave. Para cargas com característica de impedância constante, pequenos desbalanços ΔP e ΔQ traduzem-se em pequenos desvios de magnitude V e frequência f da tensão terminal, respectivamente. Há um certo acoplamento $P-V$ e $Q-f$ por causa do comportamento da carga que faz com que, em operação ilhada, a magnitude V' e a frequência angular $\omega' = 2\pi f'$ da tensão sejam determinadas através das seguintes equações:

$$P_{GD} = \frac{V'^2}{R} \quad (2.1)$$

$$Q_{GD} = V'^2 \left(\frac{1}{\omega'L} - \omega'C \right)$$

Se os desbalanços de potência forem suficientemente elevados a tal ponto que a magnitude e/ou a frequência da tensão nos terminais do gerador excedam os limites operativos recomendados, os relés de proteção de frequência e/ou tensão atuarão detectando o ilhamento. Para geradores conectados via inversores, a recomendação das principais normas é apresentada nas Tabelas 2.1 e 2.2 ([18],[21]).

Tabela 2.1 – Resposta à condições anormais de frequência.

Frequência no PAC (Hz)	Tempo máximo de atuação da proteção (ciclos)	Tempo máximo de atuação da proteção (ms) $f_0 = 60$ Hz
$f < 59,3$	6	100
$59,3 < f < 60,5$	operação normal	operação normal
$60,5 < f$	2	100

Tabela 2.2 – Resposta à condições anormais de tensão.

Tensão No PAC (p.u.)	Tempo máximo de atuação da proteção (ciclos)	Tempo máximo de atuação da proteção (ms) $f_0 = 60$ Hz
$V < 0,50$	6	100
$0,50 < V < 0,88$	120	2000
$0,88 < V < 1,10$	operação normal	operação normal
$1,10 < V < 1,37$	120	2000
$1,37 < V$	2	33,33

Para uma carga RLC paralela ressonante, os desbalanços de potência que correspondem a variações de frequência ou tensão que violem a faixa $f_{\min} < f < f_{\max}$ e $V_{\min} < V < V_{\max}$ podem ser obtidos aproximadamente pelas seguintes equações ([41]):

$$\left(\frac{V}{V_{\max}} \right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta P}{P_{GD}} \leq \left(\frac{V}{V_{\min}} \right)^2 - 1 \tag{2.2}$$

$$Q_f \left(1 - \left(\frac{f}{f_{\min}} \right)^2 \right) \leq \frac{\Delta Q}{P_{GD}} \leq Q_f \left(1 - \left(\frac{f}{f_{\max}} \right)^2 \right) \tag{2.3}$$

Onde Q_f é o fator de qualidade da carga RLC paralela dado por:

$$Q_f = R\sqrt{\frac{C}{L}} \quad (2.4)$$

Para a faixa típica de operação $59,3\text{Hz} < f < 60,5\text{Hz}$ e $0,88\text{p.u.} < V < 1,10\text{p.u.}$, os desbalanços compreendidos na faixa $-17,36\% \leq \Delta P / P_{GD} \leq 29,13\%$ e $-5,94\% \leq \Delta Q / P_{GD} \leq 4,11\%$ correspondem às situações teóricas nas quais a rede não estará protegida de operar ilhada caso ocorra o ilhamento. Portanto, há uma região no espaço desbalanço de potência ativa versus desbalanço de potência reativa em que o sistema não está protegido contra ilhamentos. Apesar deste fato, tais esquemas são boas opções para fornecer proteção antiilhamento visto que eles são inclusos como padrão no sistema de controle dos geradores conectados via inversores para impedir que os geradores operem em situações adversas.

2.1.3.2 Salto de Fase de Tensão ([9],[42])

O salto de fase de tensão é um método que monitora as mudanças bruscas no ângulo de fase da tensão terminal do gerador distribuído. Quando este está ligado à rede de distribuição, o sistema pode ser visto como uma fonte rígida que impõe a tensão no ponto de acoplamento. Com a formação de uma ilha elétrica que compreende o gerador e algumas cargas locais, a tensão terminal pode apresentar uma mudança repentina de fase, visto que agora é o gerador que passa a impor a tensão na rede. Esse salto é resultante da mudança da impedância equivalente vista pelo gerador associada ao fato de que a fase da corrente injetada não sofre variações bruscas até que uma nova referência seja adotada. Embora normalmente processos de formação de ilhas elétricas sejam acompanhados de mudanças repentinas nas fases das tensões, nem sempre variações bruscas são resultantes deste fenômeno. Além disso, partida de grandes motores elétricos e outras cargas especiais bem como chaveamentos de bancos de capacitores podem provocar impactos semelhantes na rede elétrica, o que torna o ajuste da proteção antiilhamento por salto de fase complicado ([22]).

2.1.3.3 Taxa de Variação da Frequência ([43])

A detecção de ilhamentos com o emprego de relés de taxa de variação de frequência (em inglês, *Rate of Change of Frequency, ROCOF*) é semelhante àquela que emprega relés de sobre/subfrequência, com a diferença de que o parâmetro que determina o disparo do relé não é o erro absoluto de frequência, e sim sua taxa de variação temporal df/dt . Normalmente tais métodos

apresentam um tempo de detecção mais rápido que os outros relés baseados em medições de frequência, porém, assim como o relé de salto de fase, é de difícil ajuste a fim de que se evite falsa operação na detecção de ilhamentos, uma vez que uma série de manobras na rede elétrica pode resultar em valores de df/dt capazes de sensibilizar o relé ROCOF ([22]).

2.1.3.4 Detecção de Distorção Harmônica

O ilhamento é detectado e o inversor é desconectado da rede caso o valor medido da DHT (Distorção Harmônica Total) da tensão no ponto de conexão exceda um valor ajustado. Sob operação normal, a rede impõe a tensão senoidal com baixa distorção no ponto de conexão, de forma que a DHT tende a valor nulo. Quando ilhado, a corrente harmônica tipicamente injetada pelos inversores, aliada à normalmente elevada impedância série equivalente do sistema após o ilhamento, fazem com que a DHT da tensão no ponto de acoplamento apresente valores elevados. O ajuste dos limites que separam a operação normal da ilhada é complicado e pouco generalizado, visto que a DHT sob operação normal depende da característica da carga do sistema. Apesar de ser um método promissor também para aplicações em sistemas com múltiplos geradores, essa dificuldade no ajuste bem como a adoção de inversores de alta qualidade com cada vez menos injeção de harmônicos são fatores limitantes para a utilização deste método em esquemas de proteção antiilhamento de geradores conectados via inversores.

2.1.4 Métodos Ativos Locais

Os métodos ativos locais exploram a capacidade do inversor de injetar pequenas perturbações no sistema através da modulação da corrente e tensão sintetizadas e do sistema de controle em monitorar a resposta de diversas variáveis elétrica. Dependendo da existência ou não da conexão elétrica com o sistema da concessionária, a resposta das variáveis sob análise para a perturbação injetada será diferente. São métodos que tentam, deliberadamente, causar alguma condição anormal na tensão (ou frequência) do ponto de acoplamento com o sistema que só surtirá efeito caso o gerador esteja operando ilhado.

2.1.4.1 Medição de Impedância ([9], [44])

Os métodos baseados em medição de impedância tentam detectar alguma alteração na impedância equivalente vista pelo inversor. O equivalente da rede de distribuição em operação normal visto pelo gerador distribuído é normalmente uma baixa impedância. Com a abertura de alguma chave que resulte na formação de uma ilha elétrica, a impedância equivalente vista dos

terminais do gerador aumenta, indicando operação ilhada. Diferentes abordagens são utilizadas nesta estratégia de detecção de ilhamento. Em uma delas ([9], [44]), o inversor injeta corrente terminal com pequenas perturbações – que refletem na potência injetada – e monitora as variações resultantes da tensão terminal. Há, portanto, de fato uma medição de impedância, visto que o controle antiilhamento monitora a impedância de Thévenin do ponto de acoplamento. A estratégia consiste em ajustar a perturbação na corrente para que, caso o gerador opere ilhado, a variação resultante na tensão terminal seja detectada pela proteção de sobre/subtensão. Essa abordagem, porém, perde eficácia quando adotada em alimentadores com múltiplos geradores injetando perturbações não sincronizadas e pode introduzir problemas relativos à qualidade de energia. Outras abordagens ([9]) incluem ainda a injeção de perturbações controladas em frequências diferentes da nominal com o monitoramento dos impactos na tensão de saída ou ainda a conexão periódica de impedâncias entre os terminais de saída do gerador, porém, via de regra, esses métodos apresentam problemas quando aplicados à proteção de redes com múltiplos geradores, falsa operação e potencial impactos nos índices de qualidade de energia.

2.1.4.2 Slip-Mode Frequency Shift (SMS) ([9])

O *Slip-Mode Frequency Shift* (também conhecido como *Slide-Mode Frequency Shift*) é um método baseado em realimentação de frequência. Os inversores são normalmente controlados para trabalhar com fator de potência unitário e, portanto, com a defasagem angular ϕ nula entre corrente e tensão. Em um dispositivo equipado com o controle *SMS*, a defasagem ϕ é estabelecida pelo controle do inversor conforme o traço da resposta em frequência com formato de ‘S’ como mostrado na Figura 2.3. Quando conectado à rede, a frequência é imposta pelo sistema e tem o seu valor nominal ω_0 . Se o inversor for ilhado, uma perturbação $\Delta\omega$ na frequência fará com que a defasagem ϕ varie segundo o controle *SMS* e um novo ponto que atende a carga local em regime é obtido, com um fator de potência definido pela defasagem, em uma frequência diferente de ω_0 . Se a curva do *SMS* for adequadamente ajustada no controle do inversor, esses novos pontos de equilíbrio, para desvios $\Delta\omega$ positivos e negativos é obtido fora da zona de não detecção da proteção de sub/sobrefrequência que é tipicamente entre 59,3 e 60,5 Hz e o ilhamento é então detectado. Um problema associado ao controle *SMS* é que sua eficácia depende de uma perturbação que faça com que o inversor saia do ponto de operação ω_0 . Além do mais, para cargas locais com elevado fator de qualidade (cargas leves ou cargas com elevada capacitância e baixa indutância), a resposta em frequência do conjunto carga-gerador pode não

ser suficiente para variar significativamente a frequência na rede ilhada como sugerido pelo traço verde pontilhado na Figura 2.3.

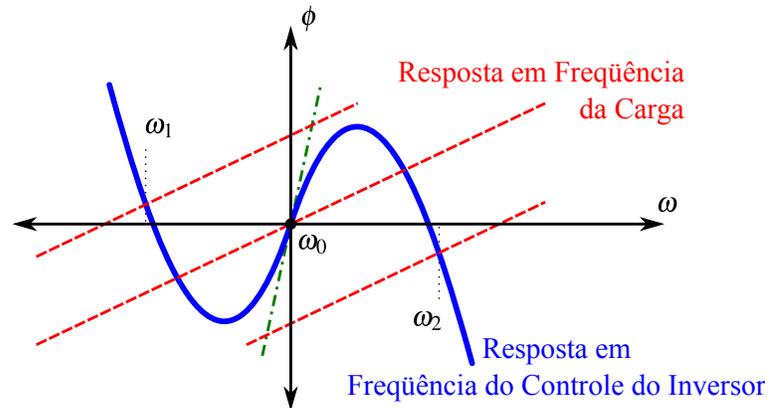


Figura 2.3 – Características de resposta em frequência do controle do inversor e da carga local para implementação de um esquema de proteção antiilhamento tipo SMS.

2.1.4.3 *Active Frequency Drift (AFD)*

Os geradores dotados com o desvio ativo de frequência (em inglês *Active Frequency Drift, AFD*) distorcem ligeiramente a forma de onda da corrente injetada na rede elétrica para provocar uma tendência contínua de alterar a frequência da tensão no ponto de acoplamento. Em operação paralela, a frequência na barra terminal do gerador é imposta pelo sistema da concessionária e, portanto, a priori, será imune a esta perturbação. Quando desconectado da rede, a frequência no ponto de acoplamento é forçada a deslizar em direção a um novo ponto de equilíbrio que, se ajustado fora da janela de não atuação da proteção de sub/sobrefrequência, fará com que a situação de ilhamento seja detectada.

O mecanismo através do qual o controle do inversor desvia a frequência da tensão no ponto de acoplamento é mais bem entendido com o auxílio da Figura 2.4. Durante o primeiro semiciclo da tensão senoidal imposta pelo sistema de distribuição, $T_0/2$, a corrente injetada pelo inversor é uma senóide com frequência ligeiramente superior à frequência da tensão. Quando o valor da corrente cruza o zero, ela permanece nula por um intervalo de tempo t_Z até o início do próximo semiciclo da tensão. Neste segundo semiciclo, a forma de onda da corrente injetada é oposta àquela do primeiro semiciclo. Essa forma de onda levemente distorcida aplicada a uma carga resistiva em uma situação de ilhamento fará com que a tensão no ponto de acoplamento sofra distorção e cruze o zero em um instante de tempo anterior ao esperado, causando variações na frequência. Portanto, durante operação ilhada, de fato, este comportamento do controle do

inversor provoca um aumento da frequência, esse processo continua até que a frequência tenha desviado o suficiente de seu valor nominal ω_0 para que possa ser detectada pela proteção de sub/sobrefrequência. O quociente $cf_0 = 2t_Z/T_0$ é chamado de “fração de recortamento” (do inglês, *chopping fraction*). Durante a operação em paralelo com a rede, a tensão imposta pelo sistema não será afetada pela distorção da corrente.

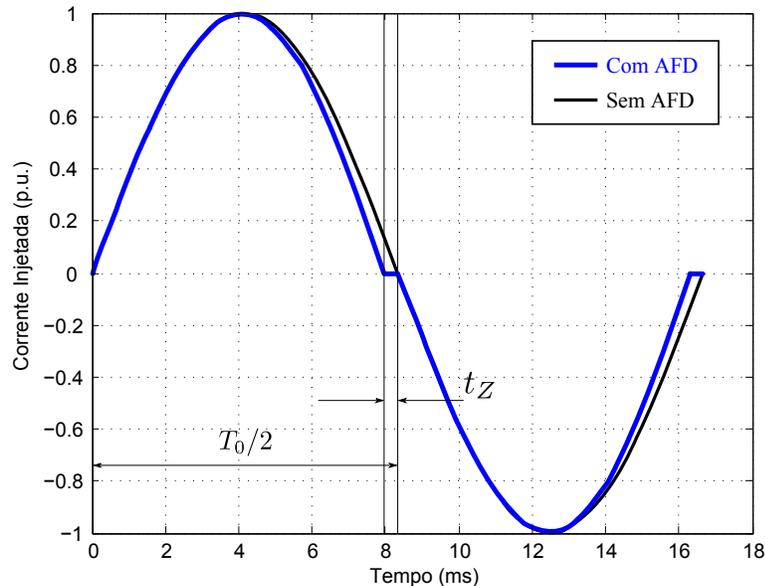


Figura 2.4 – Exemplo da forma de onda da corrente injetada pelo inversor utilizada na implementação do método de detecção de ilhamento AFD.

O mecanismo do AFD é facilmente implementado em *software* nos inversores micro-controlados, o que torna essa técnica de detecção de ilhamento bastante atrativa. O método requer, porém, uma pequena degradação na qualidade da energia fornecida pelo gerador distribuído muitas vezes intolerável e requer certa coordenação em redes com múltiplos geradores para que a ação de um inversor não seja eventualmente anulada por outros equipamentos.

2.1.5 Métodos Baseados em Realimentação Positiva

Os métodos baseados em realimentação positiva poderiam ser classificados dentro do grupo dos métodos ativos locais, porém ganham destaque neste contexto por se tratarem do tema central de investigação desta dissertação. Geradores conectados via inversores são bastante propensos a sustentar uma ilha energizada, caso haja energia suficiente na fonte primária, devido à rápida resposta dos inversores. O uso de esquemas de proteção passivos tais como os que empregam somente funções de proteção baseadas em medidas de tensão e frequência pode não

ser satisfatório para a detecção de ilhamento em tempo hábil. Para contornar esse problema associado a essa classe específica de geradores distribuídos² têm sido propostos métodos baseados no conceito de realimentação positiva ([23]–[25]).

Esses métodos empregam um dos parâmetros que definem a tensão terminal do gerador (magnitude, frequência, ângulo de fase) como um sinal de realimentação positiva no controle do inversor, tal realimentação positiva atua continuamente no sentido de desestabilizar a operação do gerador através da amplificação da variação da magnitude, da frequência ou do ângulo de fase da tensão. São métodos ativos que, além de injetar um certo distúrbio na rede, ainda provêm um caminho de realimentação positiva para a perturbação.

O diagrama da Figura 2.5 exemplifica conceitualmente a base da proteção antiilhamento por realimentação positiva. De forma simplificada, a idéia é provocar variações da potência ativa (reativa) em resposta a variações na magnitude (frequência) da tensão terminal. Essas variações são realizadas de forma a amplificar a variação inicial da tensão (frequência) que desencadeou o processo. Por exemplo, se o controlador mede (sente) um aumento da magnitude de tensão, ele incrementará levemente a potência ativa, devido à característica da carga ser do tipo impedância constante, este aumento da potência ativa fará com que o aumento da tensão seja ainda maior, e assim, sucessivamente até que a situação de ilhamento possa ser detectada pela proteção de sobretensão. Raciocínio similar é válido para diminuição da magnitude da tensão bem como para variações na frequência como esquematicamente mostrado na Figura 2.5. Em princípio, enquanto conectado na rede elétrica, a realimentação positiva não consegue variar a tensão e frequência terminais do gerador, as quais são impostas pelo sistema. Com a perda da conexão à rede, o efeito da realimentação faz com que os sinais elétricos escolhidos na implementação variem rápida e consideravelmente, de forma que o ilhamento pode ser então mais facilmente detectado pelas proteções descritas nos métodos passivos (sub/sobretensão e frequência, deslocamento de fase, etc). A realimentação positiva pode ser vista como uma extensão dos métodos locais passivos e ativos apresentados nas seções 2.1.3 e 2.1.4 para que eles apresentem um melhor desempenho.

² Embora esses princípios não sejam exclusivos da tecnologia de geração discutida nesta dissertação e existam estudos sobre a proteção antiilhamento via realimentação positiva para geradores síncronos ([31]), é no emprego em geradores conectados via inversores que ela tem se mostrado mais adequada.

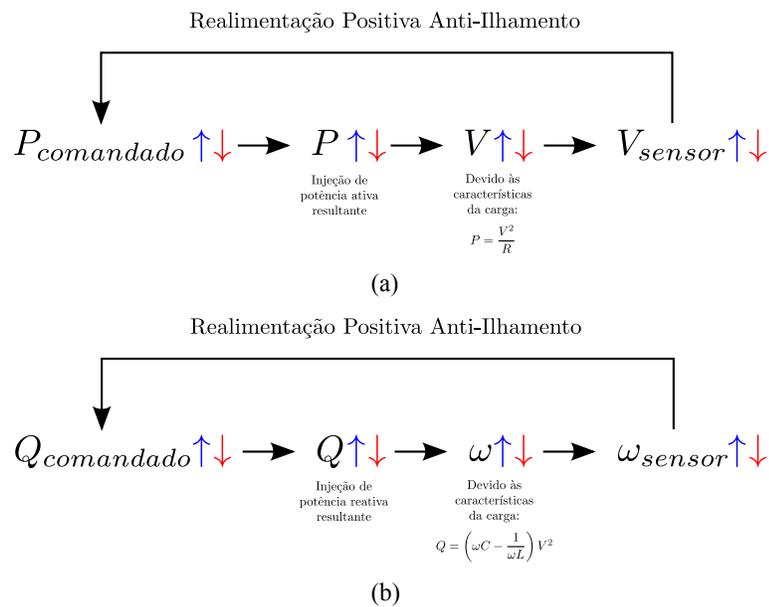


Figura 2.5 – Conceito de proteção antiilhamento baseada em realimentação positiva:

(a) magnitude de tensão e (b) frequência.

Uma das vantagens desse método de proteção é que ele pode ser facilmente implementado no *software* de controle do inversor, o que não implica em aumento de custos com equipamentos. Essa tendência permanente em desestabilizar a operação do gerador pode, entretanto, levar a situações de instabilidade mesmo durante operação conectada na rede.

A seguir são expostas as características particulares de algumas das implementações mais comumente empregadas em dispositivos de proteção baseados em realimentação positiva, mais detalhes de implementação desses algoritmos são apresentados no próximo capítulo.

2.1.5.1 *Sandia Frequency Shift (SFS)*

Assim como o *Sandia Voltage Shift* discutido na próxima subseção, são métodos de detecção de ilhamento baseados no conceito de realimentação positiva propostos pelo *Sandia National Laboratories, SNL* ([24]). Esses métodos surgiram como resposta à constatação de uma série de estudos anteriores que correlacionavam curvas de carga e geração fotovoltaica em diversas partes do território norte-americano e apontavam que a probabilidade das proteções por sub/sobrefrequência e/ou sub/sobretensão falharem na eventualidade de ocorrência de ilhamentos era considerável. Essa preocupação era também uma demanda de algumas concessionárias norte-americanas que foram consultadas dentro de um programa do governo americano de incentivo ao uso da energia solar. Uma primeira forma apontada de diminuir essa probabilidade era restringir o ajuste dos relés utilizados nessas proteções, porém essa solução leva ao aumento da falsa

operação nos casos práticos. Foi então que um grupo de trabalho coordenado pelo *SNL* e composto por representantes de concessionárias de energia elétrica, dos fabricantes de inversores, de órgãos normatizadores competentes e da academia se reuniu para propor um método que, a luz das normas que estavam sendo estabelecidas ([18],[21]), desenvolvessem uma solução que servisse como padrão para toda a indústria e, contribuindo para a solução do problema, incentivasse o uso da energia solar fotovoltaica.

O *SFS* utiliza a realimentação positiva no controle de frequência do inversor como mecanismo para acelerar o desvio em relação à frequência nominal de operação do inversor em modo ilhado. É uma extensão do método *AFD*, motivo pelo qual também é conhecido como *Active Frequency Drift with Positive Feedback*, onde o quociente denominado *chopping fraction* na Figura 2.4 é uma função do erro entre a frequência medida e a nominal da rede.

$$cf = cf_0 + K_f (f_{v_{GD}} - f_0) \quad (2.5)$$

Sua vantagem frente ao *AFD* está no fato de que a realimentação positiva acelera o processo de variação de frequência, o que permite que a detecção do ilhamento leve menos tempo, um aspecto importante na avaliação de um dado esquema de proteção antiilhamento. Em contrapartida o ganho na realimentação positiva atuando continuamente na operação do inversor interligado à rede pode trazer conseqüências à sua estabilidade. Assim, intuitivamente pode-se verificar que há um conflito no ajuste da realimentação positiva: se um ganho elevado é interessante do ponto de vista de detectar o ilhamento em tempo hábil, conforme requisitos e normas técnicas³, por outro lado ele é indesejável do ponto de vista da máxima potência que o GD pode injetar na rede de forma estável como será visto mais adiante nesta dissertação. O *SFS* será o principal método explorado neste trabalho.

Um diagrama esquemático do *SFS* é apresentado na Figura 2.6. A forma de onda da corrente injetada pelo inversor é semelhante àquela da Figura 2.4. Quando o gerador estiver ilhado atendendo uma carga local, a frequência da tensão será determinada pela resposta da carga à corrente, cuja frequência é resultante do fator *cf*. Como o fator *cf* depende do próprio erro da frequência, o laço de realimentação se fecha. Detalhes da implementação prática desta metodologia no sistema de controle do inversor são discutidos no Capítulo 3.

³ Ver Tabela 2.1.

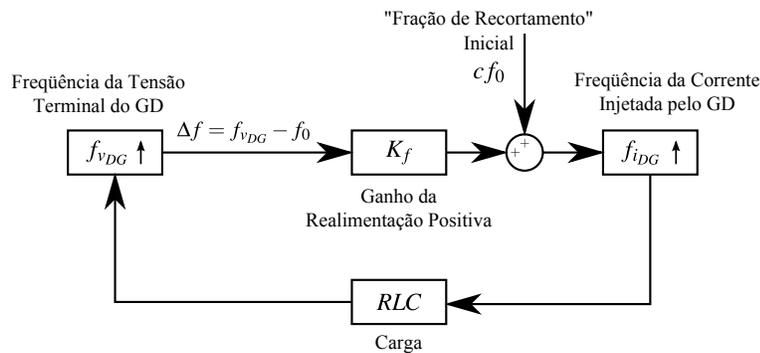


Figura 2.6 – Diagrama esquemático do SFS.

2.1.5.2 Sandia Voltage Shift (SVS)

O *Sandia Voltage Shift* é o esquema de proteção antiilhamento proposto pelo grupo de trabalho liderado pelo *SNL* que estabelece um laço de realimentação positiva entre a potência ativa injetada pelo inversor e a tensão terminal. Se a tensão terminal diminuir, o controle do inversor implementa uma redução na injeção de potência proporcional à queda de tensão, caso contrário, se a tensão terminal se elevar, o controle do inversor implementa uma injeção incremental no mesmo sentido. Operando em paralelo à rede o inversor não é capaz, a priori, de controlar a tensão terminal, a qual é imposta ao barramento terminal do gerador pelo sistema de distribuição. Operando ilhado atendendo uma carga local, esse mecanismo de realimentação positiva entre tensão e potência ativa – ilustrado na Figura 2.7 – é capaz de desviar a magnitude da tensão do seu valor nominal além dos limites da proteção por sub/sobretensão e o ilhamento é detectado. Detalhes da implementação prática desta metodologia no sistema de controle do inversor são discutidos no Capítulo 3.

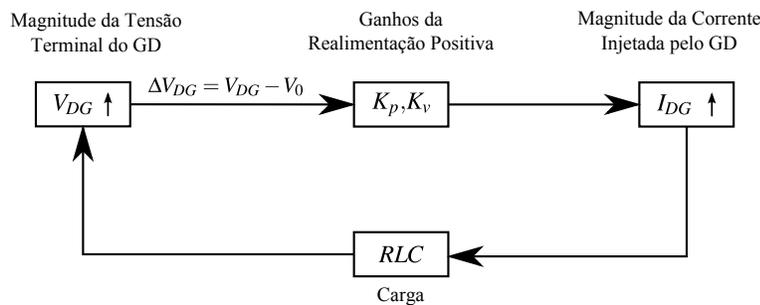


Figura 2.7 – Diagrama esquemático do SVS.

2.1.5.3 *General Electric Frequency Scheme (GEFS) e General Electric Voltage Scheme (GEVS)*

Os métodos de proteção antiilhamento propostos pela *General Electric (GE)*, apesar de não terem sido os primeiros a utilizar o conceito de realimentação positiva, inovaram ao introduzir uma implementação baseada na modelagem do controle e do inversor nos eixos dq ([25]).

Essa implementação dq dos métodos da *GE* trouxe uma contribuição importante. Os pesquisadores que a desenvolveram relatam que até então a idéia de utilizar realimentação positiva como estratégia de proteção antiilhamento de inversores era aplicada somente a conversores monofásicos. Tanto os primeiros trabalhos quanto os métodos da Sandia foram originalmente desenvolvidos para inversores monofásicos. A implementação da realimentação positiva no controle dq do inversor permitiu a extensão de tal idéia de forma simples a conversores trifásicos.

O trabalho dos pesquisadores da *GE* foi também o primeiro a enfatizar diretrizes para o projeto e ajuste das malhas de realimentação utilizando tanto análise no domínio do tempo quanto resposta em frequência. Até então a maioria dos trabalhos se preocupava em introduzir um método novo – quase sempre incremental – e mostrar sua aplicação através de extensivas simulações numéricas e ensaios em protótipos. A sintonia dos controles era basicamente heurística.

O mecanismo dos esquemas da *GE* segue aquele ilustrado na Figura 2.5. Por causa da abordagem dq , o mecanismo pode ser implementado de diferentes maneiras, conforme sugere a Figura 2.8. Neste trabalho as implementações em destaque $\omega - i_{qref}$ e $v_d - i_{dref}$ são escolhidas como representativas dos métodos *GEFS* e *GEVS*, respectivamente.

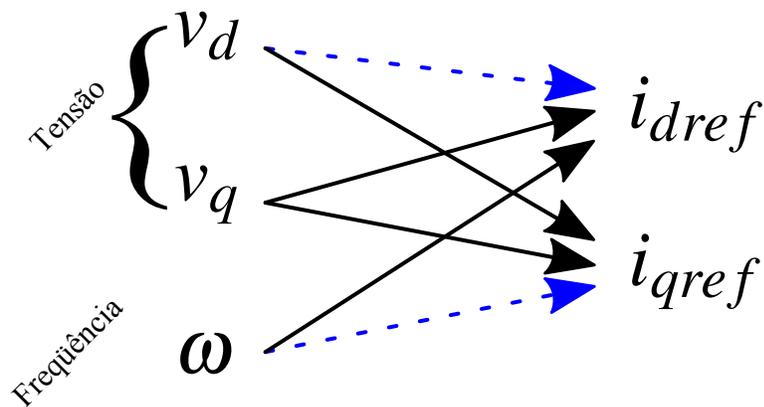


Figura 2.8 – Possibilidades de realização dos métodos de proteção antiilhamento da GE.

Um esboço representativo do mecanismo de realimentação das implementações selecionadas é descrito na Figura 2.9. A realimentação positiva de magnitude da tensão é feita através da modulação da magnitude da corrente injetada. Já a realimentação da magnitude da frequência é feita através da modulação da defasagem angular entre corrente e tensão, através da variação das componentes de eixo dq da corrente. Detalhes da implementação prática desta metodologia no sistema de controle do inversor são discutidos no Capítulo 3.

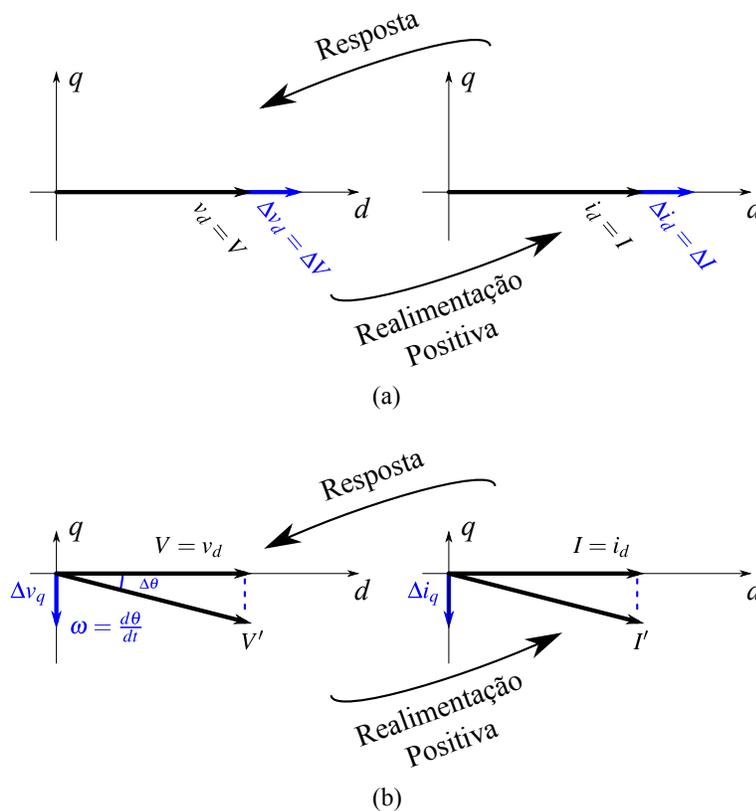


Figura 2.9 – Mecanismo de uma possível implementação do GEVS (a) e do GEFS (b) no plano dq .

2.2 Comentários Finais

Apresentou-se neste capítulo uma breve revisão dos métodos encontrados na literatura ou disponíveis comercialmente para a solução do problema de detecção de ilhamento de geradores conectados via inversores. Verificou-se que os métodos que utilizam mecanismos de realimentação positiva estão se tornando padrão da indústria para atendimento das normas técnicas que estabelecem um tempo estreito para a desconexão de um inversor que mantém energizado um trecho de rede de distribuição ilhada.

Capítulo 3

Modelagem de Sistemas de Distribuição com Geradores Conectados Via Inversores

Antes da avaliação dos impactos na estabilidade a pequenas perturbações dos métodos de proteção antiilhamento selecionados para análise, é essencial a definição de modelos de simulação computacional adequados aos estudos a serem realizados neste trabalho. Este capítulo é dedicado ao desenvolvimento de modelos de geradores conectados via inversores com os esquemas de proteção antiilhamento selecionados para investigação.

3.1 Topologia de Geradores Conectados via Inversores

A energia proveniente de células fotovoltaicas e células a combustível está disponível para utilização em corrente contínua. Microturbinas a gás operam em velocidades elevadas, da ordem de 25.000 a 150.000 *rpm*, de tal forma que a frequência elétrica na saída do gerador acoplado ao eixo mecânico do dispositivo é superior à frequência de operação dos sistemas de potência (50, 60 Hz). Dessa forma, a integração destas promissoras fontes energéticas aos sistemas elétricos de potência, que operam em corrente alternada, passa invariavelmente pelo processo de condicionamento eletrônico da energia elétrica.

O dispositivo eletrônico de potência que executa a tarefa de converter corrente contínua em corrente alternada é genericamente denominado inversor de tensão ou de corrente (ou simplesmente inversor). Os inversores eletrônicos empregam dispositivos semicondutores de potência para aplicações que vão da construção de pequenas unidades de fornecimento ininterruptas (em inglês, *Uninterruptible Power Supply, UPS*) para alimentação de pequenas cargas sensíveis aos dispositivos FACTS (em inglês, *Flexible AC Transmission Systems*) de alta potência modernamente empregados em sistemas de transmissão de energia elétrica, passando por dispositivos de acionamento de máquinas elétricas e pela conexão de certas fontes renováveis de energia ao sistema elétrico, escopo deste trabalho.

No contexto de geração distribuída, o diagrama que ilustra uma classificação simplificada dos principais tipos de inversores quanto às suas topologias e estratégias de controle é apresentado na Figura 3.1. Os inversores ditos de comutação forçada são aqueles em que a chave eletrônica – tipicamente um tiristor – entra em condução através do disparo de um pulso que desencadeia o processo de transporte de elétrons e lacunas no semicondutor, porém o bloqueio não pode ser realizado através de um disparo semelhante. Nessas chaves, o bloqueio ocorre somente quando a corrente elétrica de carga anula-se, desfazendo o processo físico desencadeado anteriormente. Para forçar a passagem por zero da corrente, circuitos eletrônicos auxiliares são empregados para que a chave entre em estado de bloqueio. Inversores deste tipo apresentam menor flexibilidade operativa (sobretudo no que diz respeito à capacidade dinâmica de compensação de potência reativa), e por isso, atualmente, são menos interessantes para aplicações de geração distribuída. São utilizados em aplicações de alta potência devido à elevada capacidade de condução dos tiristores como, por exemplo, em sistemas de transmissão HVDC.

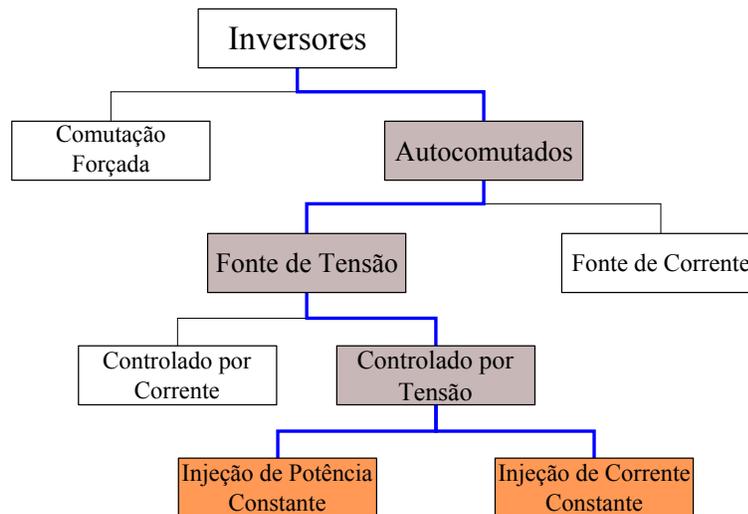


Figura 3.1 – Classificação de inversores quanto à topologia e à estratégia de controle.

Inversores autocomutados utilizam chaves eletrônicas como os *IGBTs* (em inglês, *Insulated-Gate Bipolar Transistor*), capazes de conduzir e bloquear de forma controlada por um disparo externo de um circuito de controle dedicado. Essa característica os torna amplamente controláveis, ideais para o emprego em geradores distribuídos. Os inversores autocomutados se subdividem nos tipos fonte de tensão e fonte de corrente. Essa característica determina a forma como a fonte cc é controlada (como uma fonte de tensão ou corrente constante) e como a conexão com a rede elétrica é realizada (através de um indutor série ou um capacitor em derivação).

Devido às características de eficiência e controlabilidade dessas duas opções, bem como das características das redes de distribuição em si, e visto que tais geradores são tipicamente conectados via transformadores, atualmente o uso de inversores tipo fonte de tensão tem sido mais difundido comercialmente ([45],[46]). Além da topologia do inversor em si, tais inversores podem ser classificados quanto às estratégias de controle. A classificação distingue-se considerando o sinal empregado na entrada do controlador e o sinal na saída do controlador, o qual é empregado pela técnica de modulação adotada para controlar as chaves. Assim, inversores do tipo fonte de tensão podem ser classificados como controlados por tensão ou controlados por corrente com base na saída do controlador que alimenta o gerador de sinais que sintetiza os sinais de controle das chaves eletrônicas, sendo que atualmente os inversores controlados por tensão são predominantes no mercado. Finalmente, o sinal de entrada do controlador também pode ser empregado para classificar o inversor como potência constante ou corrente constante com base na forma como a relação com a rede elétrica é implementada. Atualmente, ambas as formas de controle são bem difundidas. Com base nesses comentários, as tecnologias selecionadas para análise neste trabalho são aquelas destacadas na Figura 3.1. Contudo, ressalta-se que as técnicas de análise podem ser estendidas para as demais tecnologias, e que não há uma tecnologia totalmente predominante usada como padrão pela indústria.

A topologia básica de um gerador conectado via inversor tipo fonte de tensão selecionada para análise neste trabalho é apresentada na Figura 3.2. O gerador é composto por:

- Fonte primária: como discutido previamente, a fonte primária pode ser uma célula fotovoltaica ou combustível⁴, bem como uma turbina a gás no caso de microturbinas ou uma turbina eólica no caso de geradores eólicos⁵. Nos estudos de estabilidade frente a pequenas perturbações, usualmente a dinâmica da fonte primária pode ser desprezada. Neste caso a fonte primária de energia pode ser representada simplesmente por uma fonte de tensão

⁴ No caso de células fotovoltaicas e a combustível, tipicamente há também um conversor eletrônico CC/CC usado para elevar a tensão produzida pela fonte primária, levando a uma característica de fonte de tensão ([1]).

⁵ No caso de microturbinas ou geradores eólicos com conversores plenos, ou seja, conectados ao estator da máquina elétrica, há mais um conversor eletrônico, visto que, neste caso, o gerador é conectado na rede via um arranjo *back-to-back* de dois conversores CC/CA – *i.e.*, primeiramente um retificador converte a tensão alternada com frequência típica de 400 Hz ou variável em tensão contínua e então o inversor converte esta tensão contínua em alternada com frequência de 60 Hz para conexão com a rede ([1]).

contínua constante. Por outro lado, a representação detalhada da dinâmica da fonte primária pode ser necessária nos casos de estudos energéticos e dinâmicos de curta duração (*e.g.*, estabilidade transitória, retomada de carga, etc).

- **Inversor:** como discutido previamente, atualmente, a predominância é pelo uso de conversores tipo fonte de tensão com chaves autocomutadas, tipicamente *IGBTs*. A representação detalhada das chaves eletrônicas é necessária, por exemplo, em estudos de distorção harmônica, de perdas de comutação e de condução, bem como para determinar a melhor frequência de chaveamentos e o tipo de modulação mais adequado. Contudo, no caso de estabilidade frente a pequenas perturbações, tais chaves podem ser representadas de forma simplificada como será discutido na próxima seção.
- **Gerador de sinal:** este componente é responsável por sintetizar os sinais que comandam as ações de condução/bloqueio das chaves através de alguma técnica de modulação, como, por exemplo, *PWM (Pulse-Width Modulation)*, *PAM (Pulse-Amplitude Modulation)* ou *SVM (Space Vector Modulation)*. Embora a modelagem deste componente seja fundamental para projetar o inversor e realizar estudos de distorção harmônica, no caso de estudos de estabilidade frente a pequenas perturbações, tal elemento pode ser representado de forma simplificada como será discutido na próxima seção.
- **Sistemas de medição:** são responsáveis por medir a corrente e a tensão no ponto de conexão do gerador, tipicamente são compostos por transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TCs).
- ***PLL (Phase-Locked Loop)*:** este componente é responsável por determinar a fase e a frequência da tensão terminal do gerador, de forma digital, para a transformação *abc-dq* e para os controles antiilhamento baseados em medidas de frequência, como será discutido mais adiante. A modelagem deste elemento para a análise de estabilidade a pequenas perturbações é importante.
- **Filtro harmônico:** embora técnicas modernas com frequências elevadas de chaveamento reduzam a injeção de componentes harmônicos, tipicamente é

necessário empregar filtros passivos. Em diversos casos, a reatância indutiva do transformador de acoplamento pode ser suficiente para fornecer a filtragem necessária.

- Sistema de controle: com base nas tensões e correntes medidas e no tipo de estratégia empregada (corrente ou potência constante) é responsável por gerar as referências de tensão desejada na saída do inversor. A modelagem deste componente de forma detalhada é fundamental para a análise de estabilidade frente a pequenas perturbações.

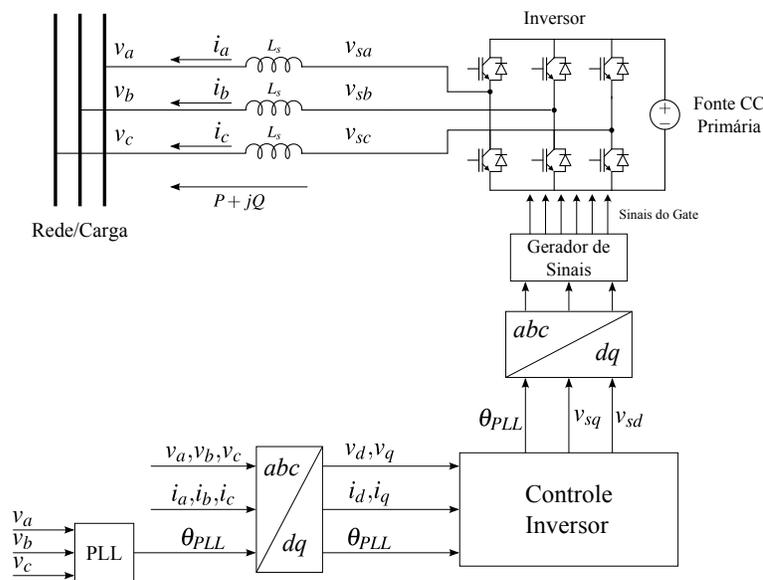


Figura 3.2 – Inversor trifásico tipo fonte de tensão conectado à rede de distribuição de energia elétrica – modelo chaveado.

Os sinais $v_a, v_b, v_c, i_a, i_b, i_c$ são grandezas analógicas medidas e enviadas ao sistema de controle. Ao passo que, os sinais $v_{sd}, v_{sq}, v_d, v_q, i_d, i_q$ e θ_{PLL} são variáveis empregadas pelo sistema controle e v_{sa}, v_{sb} e v_{sc} são as tensões na saída do inversor. Nessa figura L_s representa a indutância do filtro ou do transformador de acoplamento.

Com as técnicas de simulação computacional existentes atualmente todos esses componentes podem ser detalhadamente modelados, dando origem aos modelos denominados de chaveados ou discretos, em que a representação dos componentes eletrônicos do inversor bem como do gerador de sinais é detalhada. Contudo, o modelo chaveado, próprio para simulação no domínio do tempo, possui uma particularidade que merece destaque: o passo de integração do método numérico empregado para simulação computacional transiente deve ser suficientemente

pequeno para que a transição entre a condução e o bloqueio da chave seja adequadamente representada. Se por um lado o modelo chaveado é mais rigoroso, por outro ele torna as simulações demasiadamente lentas. Assim, para estudos de estabilidade transitória, o conjunto inversor-gerador de sinais pode ser substituído por fontes controladas de tensão ([47]). Além disso, neste trabalho, objetiva-se desenvolver um modelo linearizado com representação no espaço de estados para investigação da estabilidade a pequenas perturbações baseada em análise modal. O modelo discreto no domínio do tempo não é adequado para isso, visto que a representação no espaço de estados não comporta a representação das chaves e seus respectivos acionamentos eletrônicos de forma simples. Caso a frequência de acionamento das chaves eletrônicas seja muito maior que aquela associada aos modos do controle dinâmico do inversor, e de fato ela é⁶, podemos desprezar toda a dinâmica do acionamento discreto e substituir o inversor por uma fonte de tensão (pois o inversor modelado é do tipo fonte de tensão) controlada. A seguir detalhes do modelo contínuo e do modelo linearizado são apresentados e discutidos.

3.2 Modelo Contínuo (*Average Model*)

O modelo contínuo substitui o inversor trifásico e o gerador de sinal *PWM* por um conjunto de fontes controladas de tensão. Assim, o gerador conectado via inversor é representado por uma abordagem mista de circuitos elétricos com teoria de controle linear. As chaves de potência, os circuitos de modulação e a dinâmica da fonte primária, que não são de interesse nos estudos apresentados nesta dissertação, são substituídos por fontes controladas de tensão. O controle do inversor, realizado por um microcontrolador através de técnicas digitais, é representado através da teoria de controle linear clássico. A seguir detalhes de modelagem dos diversos componentes que compõem o gerador são apresentados.

O diagrama que representa o modelo contínuo do inversor trifásico tipo fonte de tensão é apresentado na Figura 3.3. A descrição e a modelagem de cada componente são apresentadas nas próximas subseções.

⁶ Tipicamente os inversores trifásicos operam com frequência de acionamento da ordem de 1 a 100 kHz para *IGBTs* ([48]).

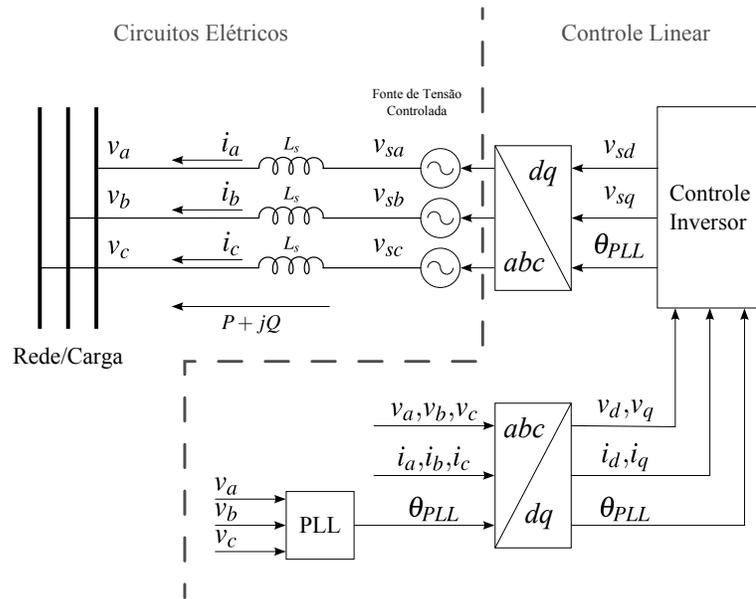


Figura 3.3 – Inversor trifásico tipo fonte de tensão conectado à rede de distribuição de energia elétrica – modelo contínuo.

3.2.1 Transformação $abc-dq$

O controle do inversor é descrito no eixo girante dq . A decomposição das variáveis terminais do sistema trifásico da rede para um referencial girante de eixos direto e em quadratura, conhecida como transformação de Park, é clássica na análise de máquinas elétricas rotativas e tem o objetivo de tornar o sistema modelado do tipo invariante no tempo e eliminar os efeitos de saliência do rotor. No contexto dos geradores conectados via inversores, a mudança de referencial tem objetivo de desacoplar o controle de potência ativa, ao longo do eixo direto d , e reativa, ao longo do eixo em quadratura q . As componentes de seqüência zero da transformação de Park clássica são desprezadas neste trabalho. A transformação utilizada é representada pelas equações (3.1) e (3.2):

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) & \sin\left(\theta + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\theta + \frac{2}{3}\pi\right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ \sin\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) \\ \sin\left(\theta + \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\theta + \frac{2}{3}\pi\right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

A tensão na barra terminal do gerador distribuído é assumida como:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \sin(\omega t + \delta_0) \\ V \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \delta_0\right) \\ V \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \delta_0\right) \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

O ângulo δ_0 é a fase inicial da tensão terminal do gerador e é imposto pelo ponto de operação do sistema em regime permanente⁷. A magnitude da tensão terminal é V e sua frequência angular é ω . Aplicando a transformação descrita em (3.1) às equações descritas em (3.3), teremos a tensão terminal do gerador em componentes de eixo direto e em quadratura:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \cos(\theta - \omega t - \delta_0) \\ -V \sin(\theta - \omega t - \delta_0) \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Para que o controle de potência ativa seja desacoplado do controle de potência reativa, a transformação deve ser tal que a decomposição alinhe o eixo direto com a tensão da fase A. Portanto, o controle do inversor deve possuir um mecanismo que rastreie continuamente o ângulo da fase A da tensão terminal do gerador e aplique-o nas transformações descritas em (3.1) e (3.2). No projeto de controladores para inversores, o mecanismo frequentemente utilizado para rastrear tal referência é uma malha de travamento de fase, mais conhecida na literatura por *Phase-Locked Loop, PLL*. Trata-se de um sistema de controle que, resumidamente, sintetiza um sinal de saída que mantém uma relação fixa com a fase do sinal de entrada.

⁷ O valor deste ângulo pode ser determinado com base na solução de um fluxo de potência da rede.

Se o ângulo θ da transformação $abc-dq$ for adequadamente provido pelo PLL tal que $\theta = \theta_{PLL} = \omega_{PLL}t + \delta_0$, a equação (3.4) pode ser reescrita como⁸:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \cos((\omega_{PLL} - \omega)t) \\ -V \sin((\omega_{PLL} - \omega)t) \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Em regime permanente, $\omega_{PLL} = \omega$ e as tensões de eixo direto e em quadratura valem, respectivamente, V e 0 . A Figura 3.4 representa graficamente a transformação de eixos utilizada na modelagem do gerador.

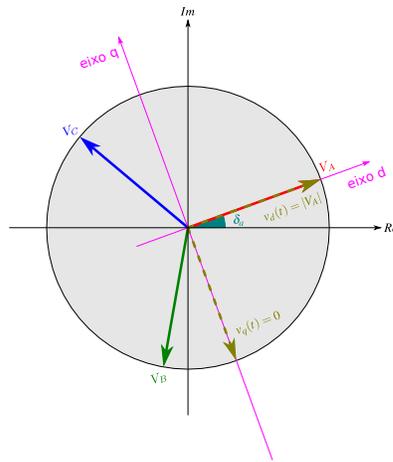


Figura 3.4 – Transformação $abc-dq$.

3.2.2 Modelagem das Fontes Controladas de Tensão e Equações de Interface com a Rede

A lei de Kirchhoff das tensões aplicada à malha formada pela rede, indutância do filtro do inversor (ou transformador de acoplamento) e pelas fontes controladas de tensão, conforme destacado na Figura 3.5, leva às seguintes equações (3.6):

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} + L_s \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

⁸ A rigor estas são as expressões validas para regime permanente. O comportamento dinâmico transitório do PLL está representado na Figura 3.7 e, formalmente, temos: $\theta_{PLL}(t) = \int_{-\infty}^t \omega_{PLL} d\tilde{t} + \delta_0$

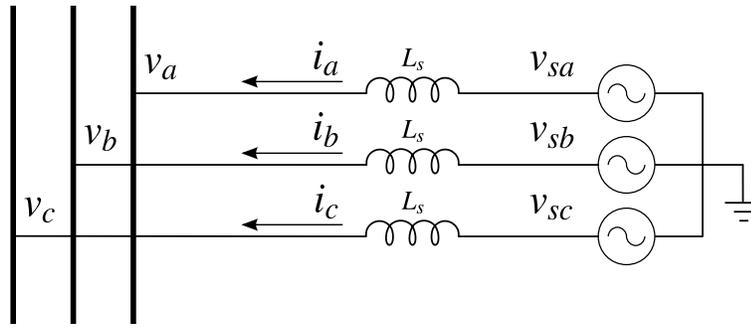


Figura 3.5 – Modelo contínuo de um inversor trifásico tipo fonte de tensão.

Aplicando a decomposição descrita em (3.1), em que T é a matriz de transformação $abc-dq$, tem-se:

$$\begin{aligned}
 T \cdot \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} &= T \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} + T \cdot L_s \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \\
 \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + L_s \cdot \left\{ \frac{d}{dt} \left(T \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \right) - \left(\frac{dT}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \right) \right\} \\
 \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + L_s \cdot \left\{ \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \left(\begin{bmatrix} i_q \\ -i_d \end{bmatrix} \cdot \frac{d\theta_{PLL}}{dt} \right) \right\} \\
 \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_s p & -\omega_{PLL} L_s \\ +\omega_{PLL} L_s & L_s p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (3.7)
 \end{aligned}$$

Dependendo do tipo de gerador sob análise, ou seja, corrente constante ou potência constante, o controle do inversor pode ser modelado por um ou dois estágios, respectivamente, como mostrado na Figura 3.1. No caso do gerador do tipo corrente constante, apenas o regulador de corrente está presente, ao passo que no caso do gerador do tipo potência constante, tanto o regulador de corrente quanto o regulador de potência estão presentes. Tais reguladores são tipicamente baseados no uso de controladores do tipo proporcionais-integrais (PI). Com o desacoplamento entre potência ativa e reativa imposto pela transformação adotada, os reguladores atuam sobre potência ativa, potência reativa e corrente em eixo direto e em

quadratura. A saída dos reguladores de corrente são as tensões de eixo direto e em quadratura, as quais matematicamente se relacionam com as correntes de eixo direto e em quadratura por:

$$u_d = L_s \cdot p \cdot i_d \quad (3.8)$$

$$u_q = L_s \cdot p \cdot i_q \quad (3.9)$$

As entradas dos reguladores de corrente, i_{dref} e i_{qref} , podem ser definidas como constantes, caso o inversor seja do tipo injeção de corrente constante ou podem ser controladas pelo estágio anterior, o regulador de potência, caso o inversor seja do tipo injeção de potência constante (Figura 3.1). As equações que descrevem o comportamento do controle do inversor, cujo diagrama de blocos é apresentado na Figura 3.6, são (3.10)-(3.13):

$$u_d = \left(k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \right) \cdot (i_{dref} - i_d) \quad (3.10)$$

$$u_q = \left(k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \right) \cdot (i_{qref} - i_q) \quad (3.11)$$

$$i_{dref} = \left(k_{pp} + \frac{k_{ip}}{s} \right) \cdot (P_{ref} - P) \quad (3.12)$$

$$i_{qref} = \left(k_{pp} + \frac{k_{ip}}{s} \right) \cdot (Q_{ref} - Q) \quad (3.13)$$

As potências ativa e reativa medidas na saída do inversor são:

$$P = v_d i_d + v_q i_q \quad (3.14)$$

$$Q = v_d i_q - v_q i_d \quad (3.15)$$

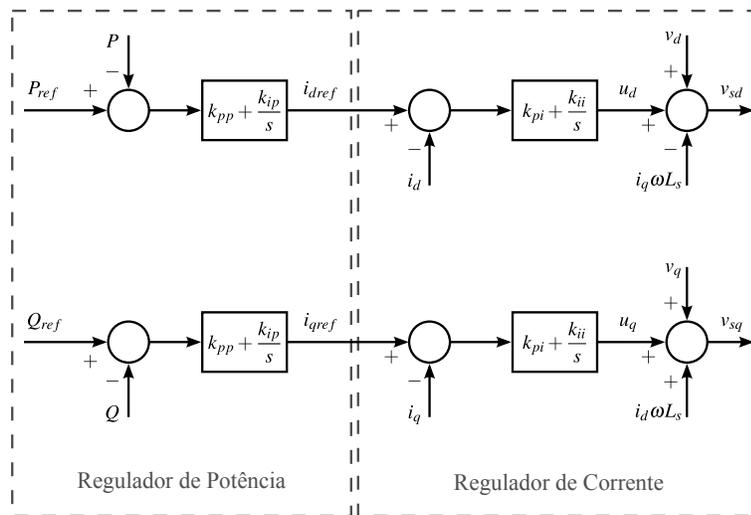


Figura 3.6 – Diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão.

3.2.3 Phase-Locked Loop (PLL)

O PLL desempenha um papel importante no controle do inversor como visto na seção 3.2.1. Ele fornece as medidas de fase e frequência da tensão terminal do gerador para a transformação $abc-dq$ e para os controles antiilhamento baseados em medidas de frequência. Na equação (3.5) o sinal v_q é proporcional ao erro de frequência $(\omega_{PLL} - \omega_0)$. O sinal de frequência sintetizado pelo PLL é o valor nominal da frequência ω_0 sobreposto à saída de um regulador PI que anula o erro de v_q em regime permanente.

$$\omega_{PLL} = \left(k_{pPLL} + \frac{k_{iPLL}}{s} \right) v_q + \omega_0 \quad (3.16)$$

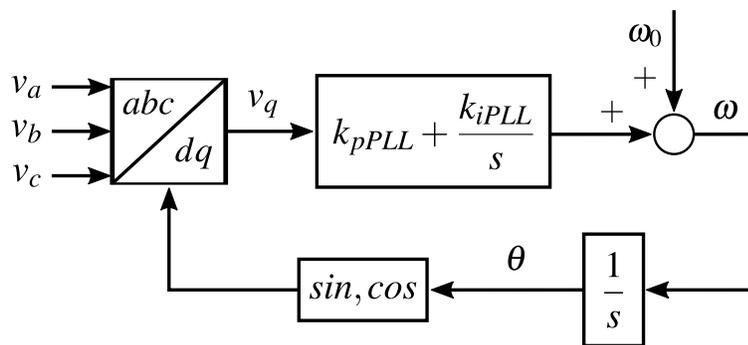


Figura 3.7 – Estrutura do PLL modelado.

3.3 Modelagem dos Esquemas de Proteção Antiilhamento Baseados em Realimentação Positiva.

Na seção anterior, apresentou-se um conjunto de equações que descreve o comportamento dinâmico do inversor tipo fonte de tensão bem como do controle associado. Na seção 2.1.5, apresentou-se uma revisão do princípio de funcionamento que rege os esquemas de proteção antiilhamento de inversores baseados no princípio de realimentação positiva. Nesta seção serão apresentadas as equações que modelam cada um dos esquemas revisados anteriormente, numa abordagem adequada ao desenvolvimento dos modelos linearizados buscados, a fim de que os estudos sobre os impactos causados pelos esquemas modelados nesta seção possam ser apresentados no decorrer desta dissertação.

3.3.1 Sandia Frequency Shift

A Figura 2.4 mostra a forma de onda típica da corrente injetada por um inversor que possui um esquema de proteção antiilhamento *Active Frequency Drift*. Essa forma de onda possui uma pequena banda morta introduzida pelo controle do inversor no cruzamento da corrente por zero. Considerando esse fato, pode-se representar genericamente essa corrente por uma série de Fourier na forma:

$$i_{GD}(t) = \sum_{k=1}^{\infty} I_k \text{sen}(\omega_k t + \phi_k) \quad (3.17)$$

Assumindo a hipótese de que os coeficientes de ordem superior I_k da equação acima são suficientemente pequenos, pode-se desprezá-los de forma que a corrente i_{GD} é aproximada por sua componente fundamental i_{GD}^1 :

$$i_{GD}^1(t) = I_1 \text{sen}(\omega t + \phi_1) \quad (3.18)$$

A defasagem entre a tensão e a fundamental da corrente, ϕ_1 , é função da banda morta da corrente:

$$\phi_1 = \frac{\omega t_z}{2} \quad (3.19)$$

A banda morta t_z é definida pela fração de recorte cf :

$$cf = \frac{2t_z}{T_v} \quad (3.20)$$

Substituindo (3.20) em (3.19) e sabendo que ω é a frequência angular da tensão, de período T_v , tem-se:

$$t_z = \frac{2\phi_1}{\omega} = \frac{cfT_v}{2}$$

$$\frac{2\phi_1 T_v}{2\pi} = \frac{cfT_v}{2}$$

$$\phi_1 = \frac{\pi}{2} cf \quad (3.21)$$

Lembrando que o *SFS*, de fato, é um *AFD* que controla dinamicamente a fração de recortamento através de uma malha de realimentação positiva do erro de frequência (2.5), chega-se à expressão que corresponde no controle do inversor à malha de realimentação positiva estabelecida pelo *SFS*:

$$\phi_1 = \frac{\pi}{2} (cf_0 + K_f (\omega - \omega_0)) \quad (3.22)$$

Em implementações práticas o desvio de frequência $\Delta\omega = \omega - \omega_0$ é obtido por um filtro *washout* com constante de tempo T_ω :

$$\phi_1 = \frac{\pi}{2} \left(cf_0 + K_f \frac{sT_\omega}{1 + sT_\omega} \omega \right) \quad (3.23)$$

A Figura 3.8 ilustra as formas de onda típicas mostradas anteriormente na Figura 2.4 com acréscimo da corrente fundamental expressa em (3.18), enquanto que a Figura 3.9 mostra o diagrama de blocos do modelo do *SFS* apresentado em (3.23).

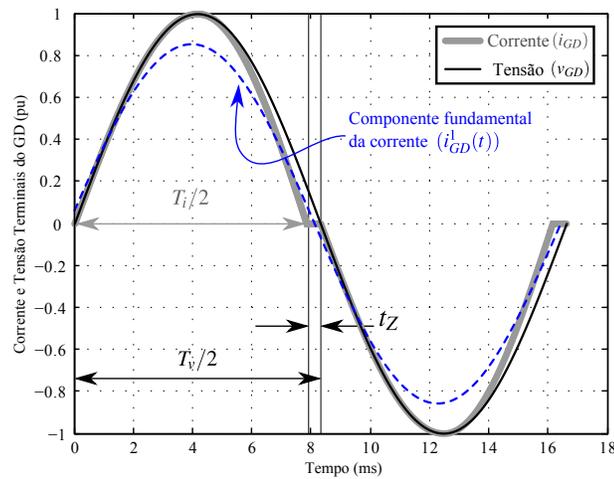


Figura 3.8 – Forma de onda de tensão, corrente e componente fundamental de corrente injetadas por um inversor com proteção antiilhamento SFS.

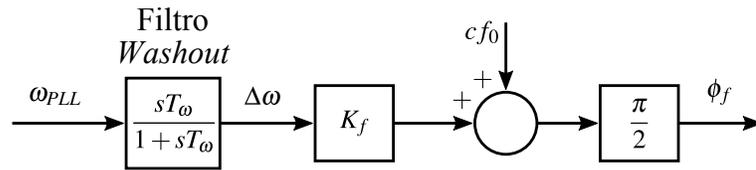


Figura 3.9 – Diagrama de blocos do modelo do SFS.

A malha de controle do SFS impõe a defasagem $\phi_f = \phi_l$ entre a corrente e a tensão terminais do inversor através de uma transformação de ângulo de fase imposta à corrente de referência, dada pela seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} i_{dref}^* \\ i_{qref}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \phi_f & -\text{sen } \phi_f \\ \text{sen } \phi_f & \cos \phi_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dref} \\ i_{qref} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

A inserção do SFS no controle do inversor modifica o diagrama de blocos do controle conforme exibido na Figura 3.10.

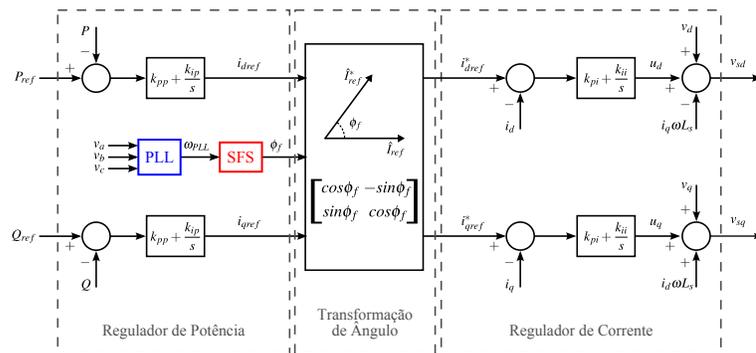


Figura 3.10 – Extensão do diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão para inclusão da malha de realimentação positiva do SFS.

3.3.2 Sandia Voltage Shift

O *Sandia Voltage Shift* aplica a realimentação positiva à magnitude da tensão terminal do gerador V , a qual pode ser calculada por:

$$V = \sqrt{v_d^2 + v_q^2} \quad (3.25)$$

O erro de tensão ΔV é obtido processando o sinal da tensão terminal através de um filtro *washout*. Esse desvio de tensão é modulado por ganhos de realimentação K_p e K_v e é inserido como um distúrbio na referência de potência ativa do inversor do tipo injeção de potência constante, conforme mostra a Figura 3.11.

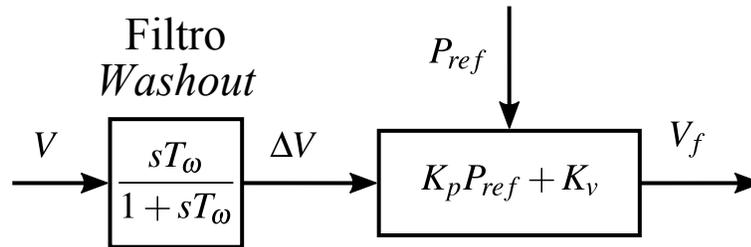


Figura 3.11 – Diagrama de blocos do modelo do SVS.

A expressão matemática que corresponde no controle do inversor à malha de realimentação positiva estabelecida pelo SVS é:

$$V_f = (K_p P_{ref} + K_v) \frac{sT_\omega}{1 + sT_\omega} V \quad (3.26)$$

$$P_{ref}^* = (P_{ref} + V_f) - P \quad (3.27)$$

O controle do inversor apresentado na Figura 3.6 sofre as modificações apresentadas na Figura 3.12 por ocasião da inclusão da malha do SVS.

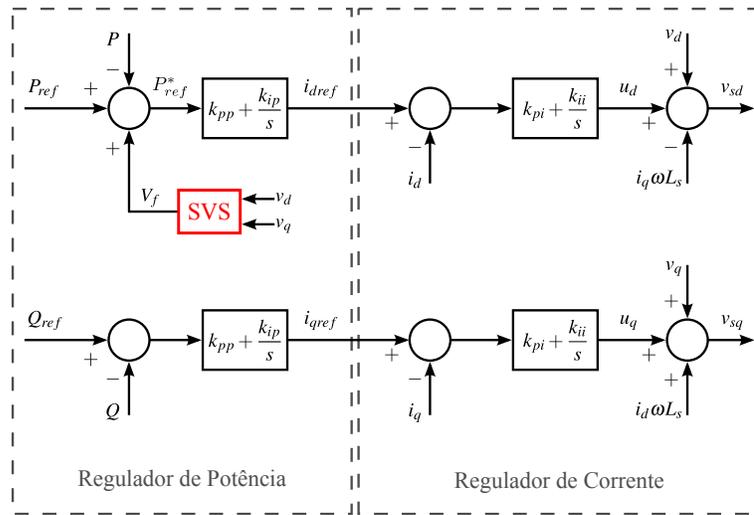


Figura 3.12 – Extensão do diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão para inclusão da malha de realimentação positiva do SVS.

3.3.3 General Electric Frequency Scheme

O método antiilhamento da *GE* que atua na frequência da tensão gerada introduzido na seção 2.1.5.3 pode ser modelado pelas seguintes equações:

$$i_{qp} = K_f \cdot \frac{s(\omega_c^h)}{s^2 + (\omega_c^h + \omega_c^l)s + \omega_c^h \omega_c^l} \cdot \omega_{PLL} \quad (3.28)$$

$$u_q = \left(k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \right) \cdot (i_{qref} - i_q + i_{qp}) \quad (3.29)$$

O desvio da frequência é obtido por um filtro passa-faixas com frequências angulares de corte ω_c^h e ω_c^l e inserido no controle de corrente após um ganho K_f . A malha do *GEFS* e as alterações correspondentes do controle do inversor são mostradas nas Figuras 3.13 e 3.14.

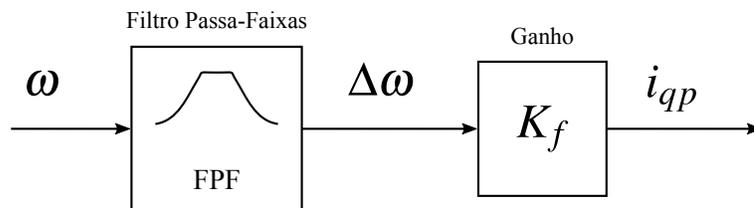


Figura 3.13 – Diagrama de blocos do modelo do *GEFS*.

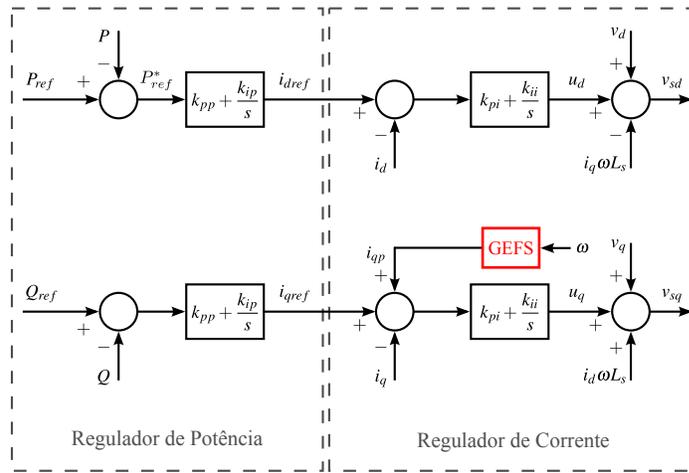


Figura 3.14 – Extensão do diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão para inclusão da malha de realimentação positiva do GEFS.

3.3.4 General Electric Voltage Scheme

O método antiilhamento da GE que atua na magnitude da tensão gerada introduzido na seção 2.1.5.3 pode ser modelado pelas seguintes equações:

$$i_{dp} = K_v \cdot \frac{s(\omega_c^h)}{s^2 + (\omega_c^h + \omega_c^l)s + \omega_c^h \omega_c^l} \cdot v_d \quad (3.30)$$

$$u_d = \left(k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \right) \cdot (i_{dref} - i_d + i_{dp}) \quad (3.31)$$

O desvio de tensão é obtido por um filtro passa-faixas com frequências angulares de corte ω_c^h e ω_c^l e inserido no controle de corrente após um ganho K_v . A malha do GEVS e as alterações correspondentes do controle do inversor são mostradas nas Figuras 3.15 e 3.16.

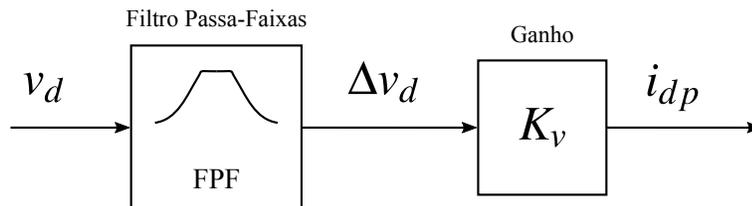


Figura 3.15 – Diagrama de blocos do modelo do GEVS.

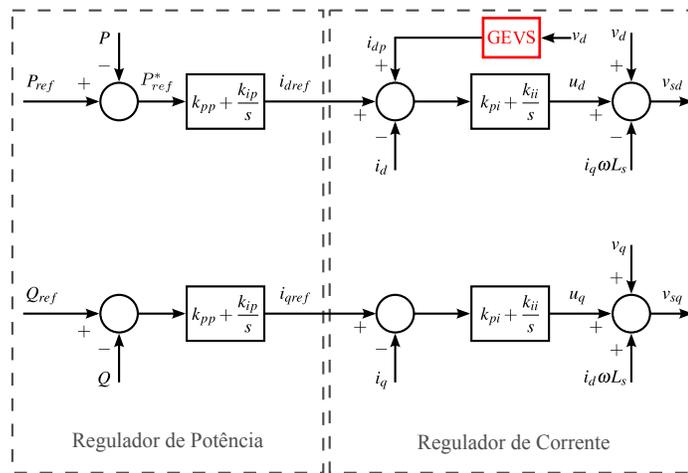


Figura 3.16 – Extensão do diagrama de blocos do controle do inversor tipo fonte de tensão para inclusão da malha de realimentação positiva do GEVS.

3.4 Modelagem de Sistemas de Distribuição na Presença de Geradores Conectados Via Inversores.

Com o modelo do inversor descrito pelo conjunto de equações apresentadas na seção 3.2 e os esquemas de proteção antiilhamento por realimentação positiva baseados em frequência e magnitude da tensão modelados na seção 3.3, o próximo passo na modelagem de sistemas de distribuição com geradores conectados via inversores consiste em descrever um conjunto de equações que represente a dinâmica da rede, incluindo a carga local, para que juntamente com as equações apresentadas até este ponto seja possível definir um modelo completo que possibilite o estudo dos impactos da realimentação positiva da proteção antiilhamento sobre a operação do sistema de distribuição de energia elétrica. Inicialmente, as equações serão desenvolvidas para um sistema composto por apenas um gerador conectado a uma barra do sistema através de um alimentador, sendo que tal modelo é usualmente denominado sistema gerador versus barra infinita. Mais a frente neste capítulo, este modelo será generalizado para o caso com múltiplos geradores.

3.4.1 Sistema gerador versus barra infinita

Como mencionado, inicialmente será apresentada a modelagem de um caso simples e genérico com um gerador, com uma carga local, conectado ao sistema através de uma impedância equivalente, conforme o diagrama unifilar apresentado previamente na Figura 2.2, ou seja, é

necessário definir as equações que representam as cargas, a linha de distribuição e o equivalente de rede.

3.4.1.1 Modelagem da Carga e da Linha de Distribuição

A Figura 3.17 apresenta um diagrama trifilar do sistema sob análise em que um gerador é conectado ao sistema através de uma linha de distribuição com impedância $R+j\omega L$ e há na barra de geração uma carga local do tipo RLC paralela cujos parâmetros valem R_L, L_L e C_L . O gerador injeta na barra terminal uma corrente i , a carga consome uma corrente $i_R+i_L+i_C$ e i_N é a corrente na linha de distribuição. A tensão terminal do gerador é v e na barra equivalente do sistema de distribuição vale e .

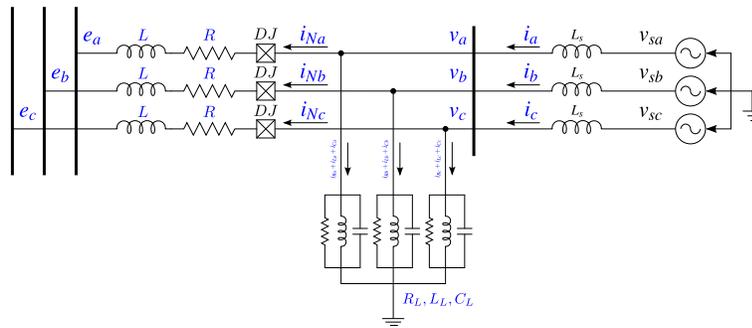


Figura 3.17 – Diagrama trifilar de um gerador alimentando uma carga local RLC conectado via inversor à um sistema de distribuição equivalente.

O modelo dinâmico da carga e da linha de distribuição é descrito pelas seguintes equações:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R \cdot \begin{bmatrix} i_{Na} \\ i_{Nb} \\ i_{Nc} \end{bmatrix} + L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Na} \\ i_{Nb} \\ i_{Nc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{Ra} \\ i_{Rb} \\ i_{Rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{Ca} \\ i_{Cb} \\ i_{Cc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{Na} \\ i_{Nb} \\ i_{Nc} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Ra} \\ i_{Rb} \\ i_{Rc} \end{bmatrix} = \frac{1}{R_L} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = L_L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Ca} \\ i_{Cb} \\ i_{Cc} \end{bmatrix} = C_L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Aplicando a decomposição descrita em (3.1), em que T é a matriz de transformação $abc-dq$, tem-se:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} &= R \cdot \begin{bmatrix} i_{Nd} \\ i_{Nq} \end{bmatrix} + L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Nd} \\ i_{Nq} \end{bmatrix} - \omega_{PLL} \cdot L \cdot \begin{bmatrix} i_{Nq} \\ -i_{Nd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} R + Lp & -\omega_{PLL}L \\ +\omega_{PLL}L & R + Lp \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{Nd} \\ i_{Nq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.37)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{Rd} \\ i_{Rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{Ld} \\ i_{Lq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{Cd} \\ i_{Cq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{Nd} \\ i_{Nq} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Rd} \\ i_{Rq} \end{bmatrix} = \frac{1}{R_L} \cdot \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} &= L_L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Ld} \\ i_{Lq} \end{bmatrix} - \omega_{PLL} \cdot L_L \cdot \begin{bmatrix} i_{Lq} \\ -i_{Ld} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} L_L p & -\omega_{PLL}L_L \\ +\omega_{PLL}L_L & L_L p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{Ld} \\ i_{Lq} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.40)$$

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} i_{Cd} \\ i_{Cq} \end{bmatrix} &= C_L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} - \omega_{PLL} \cdot C_L \cdot \begin{bmatrix} v_q \\ -v_d \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} i_{Cd} \\ i_{Cq} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} C_L p & -\omega_{PLL}C_L \\ +\omega_{PLL}C_L & C_L p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.41)$$

3.4.1.2 Equivalente do Sistema de Distribuição

Representando a barra equivalente do sistema de distribuição como uma fonte de tensão trifásica perfeitamente equilibrada, rígida, com frequência ω_0 e amplitude E , tem-se:

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E \operatorname{sen}(\omega_0 t) \\ E \operatorname{sen}\left(\omega_0 t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ E \operatorname{sen}\left(\omega_0 t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

Que em coordenadas de eixo dq vale:

$$\begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E \cos(\theta - \omega_0 t) \\ -E \operatorname{sen}(\theta - \omega_0 t) \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Como o ângulo θ da transformação $abc-dq$ é provido pelo PLL e vale $\theta_{PLL} = \omega_0 t + \delta_{PLL}$, a equação (3.43) pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E \cos(\delta_{PLL}) \\ -E \operatorname{sen}(\delta_{PLL}) \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

3.5 Modelo Linearizado no Espaço de Estados Generalizado

As equações diferenciais e algébricas que descrevem o modelo contínuo do gerador e da rede podem ser representadas no espaço de estados, de tal forma que uma série de informações pode ser obtida diretamente da análise das matrizes que descrevem o sistema dinâmico modelado. A escolha das variáveis de estado na representação de um sistema dinâmico qualquer é arbitrária, uma vez que o sistema pode sofrer uma mudança de variáveis (rotação de eixos no espaço de estados) através de uma transformação de similaridade adequada que mantenha suas características e performance dinâmica inalteradas. Para o gerador conectado ao equivalente do sistema de distribuição que alimenta uma carga local RLC paralela, modelado ao longo deste capítulo, as seguintes variáveis de estado podem ser adotadas:

$$\begin{aligned} &v_d, v_q, i_d, i_q, i_{Nd}, i_{Nq}, i_{Rd}, i_{Rq}, i_{Ld}, i_{Lq}, i_{Cd}, i_{Cq} \\ &u_d, u_q, i_{dref}, i_{qref}, \delta, \omega, P, Q, \theta_f, i_{dref}^*, i_{qref}^* \end{aligned} \quad (3.45)$$

Pode-se observar que o modelo construído é não-linear, visto que há funções trigonométricas e operações de multiplicação entre variáveis de estado, de forma que é necessário realizar a linearização desse modelo para aplicação de técnicas de análise modal.

A representação genérica de um modelo matemático dinâmico contínuo no espaço de estados é feita pelas equações:

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= f(t, x(t), u(t)) \\ y(t) &= h(t, x(t), u(t))\end{aligned}\quad (3.46)$$

Em que $x(t)$ é o vetor das variáveis de estado, $\dot{x}(t)$ é a derivada em relação ao tempo do vetor $x(t)$, $u(t)$ é o vetor das entradas do sistema, $y(t)$ é o vetor das saídas e t é o tempo contínuo, domínio das funções f e h . Supondo que os coeficientes de $x(t)$ e de $u(t)$ em f e em h possam ser separados, o que é equivalente a supor que as variáveis de estado em x sejam desacopladas e que, portanto, o sistema é linear, a equação (3.46) é equivalente a representação matricial:

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= \mathbf{A}(t) \cdot x(t) + \mathbf{B}(t) \cdot u(t) \\ y(t) &= \mathbf{C}(t) \cdot x(t) + \mathbf{D}(t) \cdot u(t)\end{aligned}\quad (3.47)$$

Se as matrizes de coeficientes \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} , \mathbf{D} são constantes, ou seja, se os parâmetros do sistema não variarem com o tempo, o sistema é dito invariante no tempo e a equação (3.47) torna-se:

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= \mathbf{A} \cdot x(t) + \mathbf{B} \cdot u(t) \\ y(t) &= \mathbf{C} \cdot x(t) + \mathbf{D} \cdot u(t)\end{aligned}\quad (3.48)$$

A linearização do modelo pode ser realizada através da expansão de Taylor restrita aos termos de primeira ordem das funções f e h em (3.46), considerando que a representação do sistema é invariante no tempo, ou seja $f(t, x(t), u(t)) = f(x(t), u(t))$ e $h(t, x(t), u(t)) = h(x(t), u(t))$, tem-se:

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= f(x(t), u(t)) \cong \\ &f(x(t_0), u(t_0)) + [x(t) - x(t_0)] \cdot \left[\frac{\partial f(x(t), u(t))}{\partial x(t)} \Big|_{x(t_0), u(t_0)} \right] + [u(t) - u(t_0)] \cdot \left[\frac{\partial f(x(t), u(t))}{\partial u(t)} \Big|_{x(t_0), u(t_0)} \right] \\ y(t) &= h(x(t), u(t)) \cong \\ &h(x(t_0), u(t_0)) + [x(t) - x(t_0)] \cdot \left[\frac{\partial h(x(t), u(t))}{\partial x(t)} \Big|_{x(t_0), u(t_0)} \right] + [u(t) - u(t_0)] \cdot \left[\frac{\partial h(x(t), u(t))}{\partial u(t)} \Big|_{x(t_0), u(t_0)} \right]\end{aligned}\quad (3.49)$$

Seja:

$$\begin{aligned}x &= x(t) \\x_0 &= x(t_0) \\u &= u(t) \\u_0 &= u(t_0) \\ \Delta x(t) &= x(t) - x(t_0) \Rightarrow \Delta x = x - x_0 \\ \Delta u(t) &= u(t) - u(t_0) \Rightarrow \Delta u = u - u_0 \\ f &= \dot{x}(t) = f(x(t), u(t)) \\ f_0 &= \dot{x}(t_0) = f(x(t_0), u(t_0)) \\ h &= y(t) = h(x(t), u(t)) \\ h_0 &= y(t_0) = h(x(t_0), u(t_0)) \\ \Delta \dot{x}(t) &= \dot{x}(t) - \dot{x}(t_0) \Rightarrow \Delta \dot{x} = \dot{x}(t) - f_0 \\ \Delta y(t) &= y(t) - y(t_0) \Rightarrow \Delta y = y(t) - h_0\end{aligned} \tag{3.50}$$

Então:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= \left[\frac{\partial f}{\partial x} \Big|_{x_0, u_0} \right] \cdot \Delta x + \left[\frac{\partial f}{\partial u} \Big|_{x_0, u_0} \right] \cdot \Delta u \\ \Delta y &= \left[\frac{\partial h}{\partial x} \Big|_{x_0, u_0} \right] \cdot \Delta x + \left[\frac{\partial h}{\partial u} \Big|_{x_0, u_0} \right] \cdot \Delta u\end{aligned} \tag{3.51}$$

Se x for o vetor de estados de um sistema com n variáveis de estado e u for o vetor das entradas de um sistema com m entradas, tem-se:

$$\begin{aligned}
 \Delta x &= [\Delta x_1 \quad \Delta x_2 \quad \dots \quad \Delta x_n]^T \\
 \Delta u &= [\Delta u_1 \quad \Delta u_2 \quad \dots \quad \Delta u_m]^T \\
 \frac{\partial f}{\partial x_{n \times n}} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \\
 \frac{\partial f}{\partial u_{n \times m}} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \frac{\partial f_1}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_m} \\ \frac{\partial f_2}{\partial u_1} & \frac{\partial f_2}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial u_m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \frac{\partial f_n}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_m} \end{bmatrix} \\
 \frac{\partial h}{\partial x_{n \times n}} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_n}{\partial x_1} & \frac{\partial h_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \\
 \frac{\partial h}{\partial u_{n \times m}} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial u_1} & \frac{\partial h_1}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial h_1}{\partial u_m} \\ \frac{\partial h_2}{\partial u_1} & \frac{\partial h_2}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial h_2}{\partial u_m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_n}{\partial u_1} & \frac{\partial h_n}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial h_n}{\partial u_m} \end{bmatrix} \\
 \mathbf{A}_{n \times n} &= \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x_0, u_0} \\
 \mathbf{B}_{n \times m} &= \left. \frac{\partial f}{\partial u} \right|_{x_0, u_0} \\
 \mathbf{C}_{n \times n} &= \left. \frac{\partial h}{\partial x} \right|_{x_0, u_0} \\
 \mathbf{D}_{n \times m} &= \left. \frac{\partial h}{\partial u} \right|_{x_0, u_0}
 \end{aligned} \tag{3.52}$$

E assim a equação (3.51) é reescrita como:

$$\begin{aligned}\Delta\dot{x} &= \mathbf{A}\Delta x + \mathbf{B}\Delta u \\ \Delta y &= \mathbf{C}\Delta x + \mathbf{D}\Delta u\end{aligned}\quad (3.53)$$

Em que $\Delta\dot{x}$, Δy , Δx e Δu são vetores coluna de dimensão n , n , n e m , respectivamente. A equação (3.53) é a representação no espaço de estados \mathbf{R}^n de um sistema linearizado de dimensão n , que possui m entradas, n saídas e é descrito por n variáveis de estado. O erro introduzido na aproximação que permitiu obter um modelo linear a partir de um modelo não-linear será tão menor quanto melhor forem as aproximações das funções f e h através das expansões em séries de Taylor de primeira ordem utilizadas. Enquanto a representação de f e h por uma reta for razoável, o modelo linearizado, também chamado de modelo de pequenos sinais, poderá ser utilizado em substituição ao modelo não-linear. Essa linearização é geralmente adequada enquanto o modelo opera numa região suficientemente próxima ao ponto $f_0 = f(x(t_0), u(t_0))$. Se t_0 for um instante em que o sistema encontra-se em regime permanente, esse ponto em torno do qual o modelo é linearizado é um ponto de equilíbrio de tal forma que $f(x_0, u_0) = 0$.

Na representação genérica descrita pela equação (3.53), todas as equações lineares que descrevem o comportamento dinâmico do sistema devem possuir ao menos uma derivada de primeira ordem em relação ao tempo de alguma das n variáveis de estado, ou seja, somente equações diferenciais são empregadas para representar o sistema. Se o sistema for tal que existam relações algébricas entre variáveis de estado, algumas modificações deverão ser feitas à equação (3.53), de tal forma que uma representação ainda mais genérica possa ser feita, como segue:

$$\begin{aligned}\mathbf{E}\Delta\dot{x} &= \mathbf{A}\Delta x + \mathbf{B}\Delta u \\ \Delta y &= \mathbf{C}\Delta x + \mathbf{D}\Delta u\end{aligned}\quad (3.54)$$

A matriz \mathbf{E} introduzida, conhecida como matriz de massa⁹, é quadrada e apresenta dimensão n . As linhas que correspondem às equações algébricas do modelo são nulas, o que implica que a matriz \mathbf{E} apresenta determinante nulo e é, portanto, singular. Se o modelo possuir somente equações diferenciais, a matriz \mathbf{E} é regular e pode ser invertida, resultando em um caso particular de (3.54) apresentado em (3.53). Um sistema que apresente essa característica é

⁹ A origem desse termo remete à mecânica clássica: a modelagem de um pêndulo simples em coordenadas cartesianas x , y leva a um sistema descritor como aquele apresentado em (3.54), no qual a matriz \mathbf{E} contém os parâmetros de massa do pêndulo.

modelado por um conjunto de equações algébrico-diferenciais (em inglês, *differential-algebraic equations, DAE*), e a representação (3.54) é dita forma descritora (em inglês, *descriptor system*). No Apêndice A são detalhados os modelos linearizados desenvolvidos bem como suas respectivas matrizes da representação descritora.

3.6 Sistemas de Distribuição com Múltiplos Geradores

Em razão do crescente interesse em utilizar tais geradores, é natural encontrar sistemas com múltiplos geradores. O modelo apresentado pode ser também utilizado para estudos dessas redes de distribuição que contenham múltiplos geradores conectados, como será discutido nesta seção.

A Figura 3.18 ilustra a abordagem empregada para a modelagem de sistemas que contenham múltiplos geradores distribuídos. As equações que descrevem cada um dos n inversores conectados ao sistema, incluindo os esquemas de proteção antiilhamento modelados, são descritas nos referenciais dq próprios de cada gerador, ou seja, têm-se n eixos dq . Cada um desses n eixos d está alinhado com a tensão da fase A da barra terminal do gerador correspondente. O acoplamento entre a dinâmica de cada uma das n máquinas é feito pelas equações que descrevem o modelo da rede elétrica. A rede elétrica é modelada no sistema referencial comum xy do plano complexo (real-imaginário), que relaciona injeções de corrente com as tensões nodais. Para a rede, tanto o modelo estático, no qual esta é representada por sua matriz admitância nodal com os parâmetros de impedância relativos à frequência nominal de operação (60 Hz), quanto o modelo dinâmico, representado pelas equações diferenciais de indutores e capacitores dos parâmetros concentrados dos ramos, serão avaliados. O modelo das cargas, que como a rede pode ser estático ou dinâmico, é descrito também no referencial xy . Um terceiro conjunto de equações completa o modelo realizando a interface entre as variáveis terminais de cada um dos geradores (v_d, v_q, i_d, i_q) – e eventualmente das cargas que estejam modeladas em referenciais próprios – e as correntes e tensões nodais da rede (v_x, v_y, i_x, i_y) .

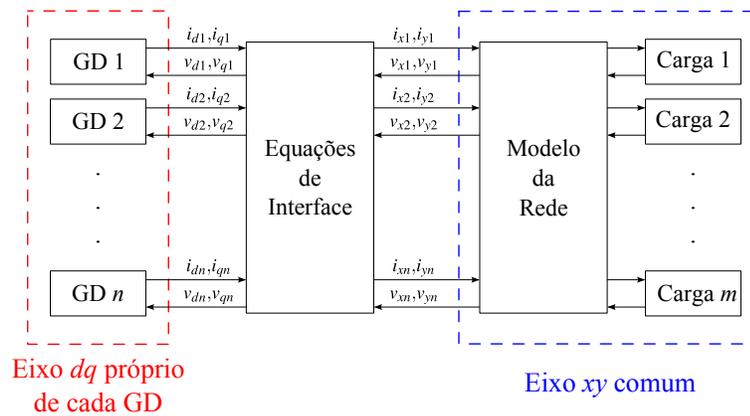


Figura 3.18 – Estrutura da modelagem de sistemas com múltiplos geradores.

Um sistema baseado no *Canadian Urban Benchmark Distribution System* proposto em ([49]) foi escolhido para modelagem e análise de um sistema de múltiplos geradores, cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 3.19. Trata-se de um alimentador em 12,5 kV ligado a um equivalente do sistema de subtransmissão em 120 kV através de um transformador na subestação de 10 MVA. Um banco de capacitores manobrável de 2,75 MVAR é instalado junto à barra de 12,5 kV da subestação para suporte reativo. Ao longo do alimentador são ligados quatro geradores distribuídos, cada um conectado ao lado de baixa de um transformador de distribuição de 12.500/208 V com potência nominal de 2 MVA. Uma carga tipo impedância constante é representada como carga local de cada um dos geradores. Os dados dos geradores, dos transformadores, carga, alimentador e do equivalente externo são listados no Apêndice C.

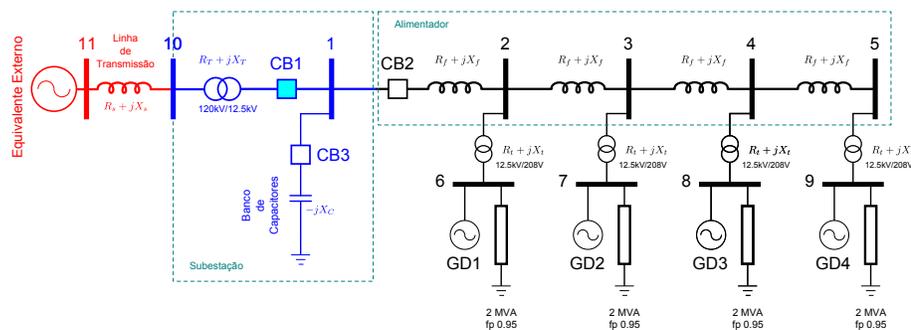


Figura 3.19 – Diagrama unifilar do sistema teste para estudos em redes com múltiplos geradores.

3.6.1 Modelo Estático da Rede

A rede de distribuição é representada no plano complexo de referenciais xy através de um modelo estático fasorial ([33], [54]). Seja \mathbf{i} o vetor das injeções de corrente nodais do sistema,

\mathbf{v} o vetor das tensões nodais do sistema e \mathbf{Y}_{bus} a matriz admitância nodal do sistema, de tal forma que:

$$\mathbf{i} = \mathbf{Y}_{\text{bus}} \cdot \mathbf{v} \quad (3.55)$$

fazendo:

$$\mathbf{i} = \mathbf{i}_x + j\mathbf{i}_y \quad (3.56)$$

$$\mathbf{v} = \mathbf{v}_x + j\mathbf{v}_y \quad (3.57)$$

$$\mathbf{Y}_{\text{bus}} = \mathbf{G}_{\text{bus}} + j\mathbf{B}_{\text{bus}} \quad (3.58)$$

tem-se:

$$\begin{aligned} (\mathbf{i}_x + j\mathbf{i}_y) &= (\mathbf{G}_{\text{bus}} + j\mathbf{B}_{\text{bus}}) \cdot (\mathbf{v}_x + j\mathbf{v}_y) \\ \mathbf{i}_x + j\mathbf{i}_y &= (\mathbf{G}_{\text{bus}} \cdot \mathbf{v}_x - \mathbf{B}_{\text{bus}} \cdot \mathbf{v}_y) + j(\mathbf{B}_{\text{bus}} \cdot \mathbf{v}_x + \mathbf{G}_{\text{bus}} \cdot \mathbf{v}_y) \\ \begin{bmatrix} \mathbf{i}_x \\ \mathbf{i}_y \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \mathbf{G}_{\text{bus}} & -\mathbf{B}_{\text{bus}} \\ \mathbf{B}_{\text{bus}} & \mathbf{G}_{\text{bus}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_x \\ \mathbf{v}_y \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.59)$$

Linearizando a equação (3.59) chegamos ao modelo algébrico de pequenos sinais da rede:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{i}_x \\ \Delta \mathbf{i}_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{G}_{\text{bus}} & -\mathbf{B}_{\text{bus}} \\ \mathbf{B}_{\text{bus}} & \mathbf{G}_{\text{bus}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{v}_x \\ \Delta \mathbf{v}_y \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

As correntes e tensões em $\Delta \mathbf{i}_x$, $\Delta \mathbf{i}_y$, $\Delta \mathbf{v}_x$ e $\Delta \mathbf{v}_y$ são incluídas no conjunto de variáveis de estado $\Delta \mathbf{x}$. Para simplificar ainda mais o modelo, diminuindo o número necessário de variáveis de estado, a rede pode ser reduzida às barras de geração e à barra de referência angular (barra *slack*). Essa simplificação pode ser feita por redução de Kron (redução da matriz admitância nodal às barras equivalentes de interesse). A Figura 3.20 ilustra o processo de simplificação da rede. No sistema teste da Figura 3.19, as barras 1–5 e 10 são eliminadas e a rede é reduzida às barras onde estão conectados os geradores distribuídos (6–9) e à barra do equivalente externo 11 que é adotada como referência angular do sistema. Na Figura 3.21 está representada a estrutura da matriz admitância nodal \mathbf{Y}_{bus} do sistema não reduzido da Figura 3.20. A redução de Kron aplicada à matriz \mathbf{Y}_{bus} completa, indicada em (3.61), leva à obtenção do modelo de pequenas perturbações (3.62) do sistema teste de múltiplos geradores da Figura 3.19 cujos parâmetros são

listados na Tabela C. no Apêndice C. As cargas são representadas por um modelo impedância constante e são incorporadas à matriz admitância para serem reduzidas juntamente com o restante do sistema de distribuição.

$$\mathbf{Y}_{bus} = \left[\begin{array}{c|c} \mathbf{Y}_p & \mathbf{Y}_{pe} \\ \hline \mathbf{Y}_{pe}^T & \mathbf{Y}_e \end{array} \right] \tag{3.61}$$

$$\mathbf{Y}_{bus}^{reduzido} = \mathbf{Y}_p - (\mathbf{Y}_{pe} \cdot \mathbf{Y}_e^{-1} \cdot \mathbf{Y}_{pe}^T)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta v_x^6 \\ \Delta v_x^7 \\ \Delta v_x^8 \\ \Delta v_x^9 \\ \Delta v_y^6 \\ \Delta v_y^7 \\ \Delta v_y^8 \\ \Delta v_y^9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.2253 & -0.0000 & -0.0228 & -0.0339 & 4.1429 & -0.8672 & -0.8326 & -0.8154 \\ -0.0000 & 0.2232 & 0.0078 & -0.0046 & -0.8672 & 4.1467 & -0.8800 & -0.8623 \\ -0.0228 & 0.0078 & 0.2414 & 0.0372 & -0.8326 & -0.8800 & 4.1170 & -0.9270 \\ -0.0339 & -0.0046 & 0.0372 & 0.2831 & -0.8154 & -0.8623 & -0.9270 & 4.0523 \\ -4.1429 & 0.8672 & 0.8326 & 0.8154 & 0.2253 & -0.0000 & -0.0228 & -0.0339 \\ 0.8672 & -4.1467 & 0.8800 & 0.8623 & -0.0000 & 0.2232 & 0.0078 & -0.0046 \\ 0.8326 & 0.8800 & -4.1170 & 0.9270 & -0.0228 & 0.0078 & 0.2414 & 0.0372 \\ 0.8154 & 0.8623 & 0.9270 & -4.0523 & -0.0339 & -0.0046 & 0.0372 & 0.2831 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta v_x^6 \\ \Delta v_x^7 \\ \Delta v_x^8 \\ \Delta v_x^9 \\ \Delta v_y^6 \\ \Delta v_y^7 \\ \Delta v_y^8 \\ \Delta v_y^9 \end{bmatrix} \tag{3.62}$$

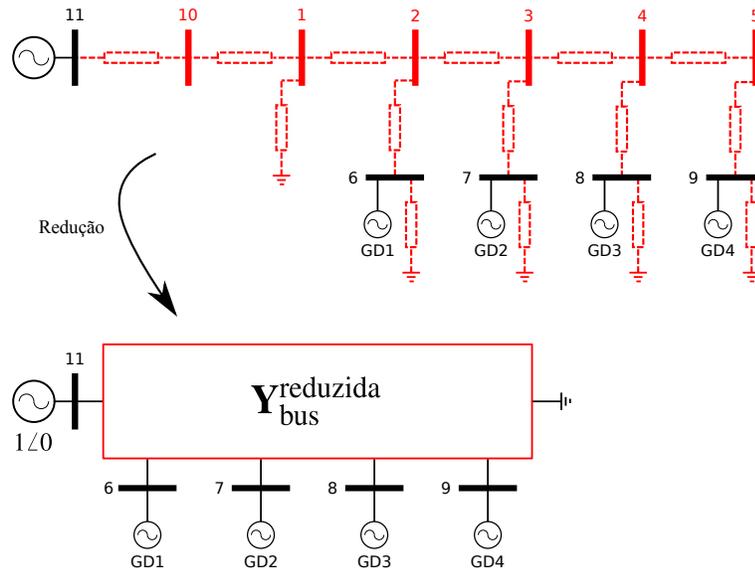


Figura 3.20 – Representação da eliminação de barras que reduz a rede às barras de geração e à barra *slack*.

	6	7	8	9	11	1	2	3	4	5	10
6	×						×				
7		×						×			
8			×						×		
9				×						×	
11					×						×
$\mathbf{Y}_{bus} =$						×	×				×
1						×	×				×
2	×					×	×	×			
3		×					×	×	×		
4			×					×	×	×	
5				×					×	×	
10					×	×					×

Figura 3.21 – Estrutura da matriz admitância nodal do sistema de múltiplos geradores ilustrado na Figura 3.20.

3.6.2 Modelo Dinâmico da Rede

Alguns trabalhos alegam que para a análise da estabilidade e da dinâmica de sistemas baseados em geradores conectados via inversores, um modelo que inclua a dinâmica da rede deve ser considerado ([50],[51]). Essa alegação é fundamentada na justificativa de que, ao contrário de geradores baseados em máquinas elétricas rotativas, que possuem grandes constantes de inércia, os geradores conectados via inversores apresentam resposta dinâmica rápida comparável àquela da rede elétrica.

Na modelagem dinâmica da rede, cada ramo do sistema (por exemplo os elementos destacados pontilhados no sistema da Figura 3.20) é representado por uma equação diferencial característica no referencial xy que são então conectadas aplicando-se a lei de Kirchhoff das correntes à cada barra do sistema. Assim como no modelo estático, as correntes e tensões em $\Delta \mathbf{i}_x$, $\Delta \mathbf{i}_y$, $\Delta \mathbf{v}_x$ e $\Delta \mathbf{v}_y$ são incluídas no conjunto de variáveis de estado $\Delta \mathbf{x}$, contudo neste caso tais variáveis são dinâmicas. Os modelos dinâmicos dos ramos típicos de um sistema de distribuição são apresentados a seguir ([52]):

3.6.2.1 Carga

O modelo da carga impedância constante $R_L L_L$ série que consome uma corrente i_L quando submetido à tensão v_L é:

$$\begin{bmatrix} v_{La} \\ v_{Lb} \\ v_{Lc} \end{bmatrix} = R_L \cdot \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} + L_L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

Aplicando a decomposição em eixos xy , em que T_{xy} é a matriz de transformação abc - xy , tem-se:

$$\begin{aligned} T_{xy} \cdot \begin{bmatrix} v_{La} \\ v_{Lb} \\ v_{Lc} \end{bmatrix} &= T_{xy} \cdot R_L \cdot \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} + T_{xy} \cdot L_L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} v_{Lx} \\ v_{Ly} \end{bmatrix} &= R_L \cdot \begin{bmatrix} i_{Lx} \\ i_{Ly} \end{bmatrix} + L_L \cdot \left\{ \frac{d}{dt} \left(T_{xy} \cdot \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \right) - \left(\frac{dT_{xy}}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \right) \right\} \\ \begin{bmatrix} v_{Lx} \\ v_{Ly} \end{bmatrix} &= R_L \cdot \begin{bmatrix} i_{Lx} \\ i_{Ly} \end{bmatrix} + L_L \cdot \left\{ \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Lx} \\ i_{Ly} \end{bmatrix} - \left(\begin{bmatrix} i_{Ly} \\ -i_{Lx} \end{bmatrix} \cdot \omega_0 \right) \right\} \\ \begin{bmatrix} v_{Lx} \\ v_{Ly} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} R_L + L_L p & -\omega_0 L_L \\ \omega_0 L_L & R_L + L_L p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{Lx} \\ i_{Ly} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.64)$$

3.6.2.2 Trecho de Alimentador

O trecho de alimentador cujos parâmetros série concentrados são R_F e L_F e que conduz uma corrente i_F quando submetido a tensões terminais v_F^1 e v_F^2 é representado pela equação:

$$\begin{bmatrix} v_{Fa}^1 \\ v_{Fb}^1 \\ v_{Fc}^1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{Fa}^2 \\ v_{Fb}^2 \\ v_{Fc}^2 \end{bmatrix} = R_F \cdot \begin{bmatrix} i_{Fa} \\ i_{Fb} \\ i_{Fc} \end{bmatrix} + L_F \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Fa} \\ i_{Fb} \\ i_{Fc} \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

Em componentes de eixo xy :

$$\begin{bmatrix} v_{Fx}^1 \\ v_{Fy}^1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{Fx}^2 \\ v_{Fy}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_F + L_F p & -\omega_0 L_F \\ \omega_0 L_F & R_F + L_F p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{Fx} \\ i_{Fy} \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

3.6.2.3 Transformador

O transformador com indutância de dispersão L_T e percorrido por uma corrente i_T , quando submetido a tensões terminais v_T^1 e v_T^2 é modelado pela seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} v_{Ta}^1 \\ v_{Tb}^1 \\ v_{Tc}^1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{Ta}^2 \\ v_{Tb}^2 \\ v_{Tc}^2 \end{bmatrix} = L_T \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Ta} \\ i_{Tb} \\ i_{Tc} \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

Em componentes de eixo xy :

$$\begin{bmatrix} v_{Tx}^1 \\ v_{Ty}^1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{Tx}^2 \\ v_{Ty}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_T p & -\omega_0 L_T \\ \omega_0 L_T & L_T p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{Tx} \\ i_{Ty} \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

3.6.2.4 Capacitores

O modelo do banco de capacitores de impedância constante C_C que consome/fornece uma corrente i_C quando submetido à tensão v_C é:

$$\begin{bmatrix} i_{Ca} \\ i_{Cb} \\ i_{Cc} \end{bmatrix} = C_C \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{Ca} \\ v_{Cb} \\ v_{Cc} \end{bmatrix} \quad (3.69)$$

Em componentes de eixo xy :

$$\begin{bmatrix} i_{Cx} \\ i_{Cy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_C p & -\omega_0 C_C \\ \omega_0 C_C & C_C p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{Cx} \\ v_{Cy} \end{bmatrix} \quad (3.70)$$

As correntes e tensões dos modelos acima linearizados Δi_{Lx} , Δi_{Ly} , Δi_{Fx} , Δi_{Fy} , Δi_{Tx} , Δi_{Ty} , Δi_{Cx} , Δi_{Cy} , Δv_{Lx} , Δv_{Ly} , Δv_{Fx} , Δv_{Fy} , Δv_{Tx} , Δv_{Ty} , Δv_{Cx} , Δv_{Cy} pertencem ao conjunto de variáveis de estado $\Delta \mathbf{i}_x$, $\Delta \mathbf{i}_y$, $\Delta \mathbf{v}_x$ e $\Delta \mathbf{v}_y$.

A lei de Kirchhoff das correntes aplicada a cada barra k do sistema conectada as b barras da vizinhança Ω_k assume a forma:

$$\begin{aligned} \sum_{b \in \Omega_k} \Delta i_{kb_x} &= 0 \\ \sum_{b \in \Omega_k} \Delta i_{kb_y} &= 0 \end{aligned} \quad (3.71)$$

A aplicação da lei de Kirchhoff das correntes a todas as barras do sistema resulta na formação da matriz de incidência da rede embutida no modelo de pequenas perturbações do sistema. As diferenças entre os modelos estático e dinâmico da rede serão exploradas nas seções 3.7.1 e 4.4.1.

3.6.3 Equações de Interface Gerador-Rede

Nas seções 3.2 e 3.3 o modelo dinâmico do inversor e dos esquemas de proteção antiilhamento por realimentação positiva foi desenvolvido nos eixos dq próprios de cada máquina. Na seção 3.6, ambos os modelos da rede apresentados são descritos no referencial comum xy . O terceiro conjunto de equações que completa o modelo de pequenas perturbações de um sistema de distribuição com múltiplos geradores conectados via inversores, realizando a interface entre as variáveis terminais de cada um dos geradores (v_d, v_q, i_d, i_q) e as correntes e tensões nodais da rede (v_x, v_y, i_x, i_y), é dado pelas seguintes equações:

$$\begin{bmatrix} v_{di} \\ v_{qi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta_i & \text{sen } \delta_i \\ -\text{sen } \delta_i & \cos \delta_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{xi} \\ v_{yi} \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

$$\begin{bmatrix} i_{xi} \\ i_{yi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta_i & -\text{sen } \delta_i \\ \text{sen } \delta_i & \cos \delta_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{di} \\ i_{qi} \end{bmatrix} \quad (3.73)$$

A linearização das equações de interface rede-gerador levam à:

$$\Delta \mathbf{v}_d = \mathbf{C}_0 \Delta \mathbf{v}_x + \mathbf{S}_0 \Delta \mathbf{v}_y + (\mathbf{v}_{y0} \mathbf{C}_0 - \mathbf{v}_{x0} \mathbf{S}_0) \Delta \delta \quad (3.74)$$

$$\Delta \mathbf{v}_q = -\mathbf{S}_0 \Delta \mathbf{v}_x + \mathbf{C}_0 \Delta \mathbf{v}_y - (\mathbf{v}_{x0} \mathbf{C}_0 + \mathbf{v}_{y0} \mathbf{S}_0) \Delta \delta \quad (3.75)$$

$$\Delta \mathbf{i}_x = \mathbf{C}_0 \Delta \mathbf{i}_d - \mathbf{S}_0 \Delta \mathbf{i}_q - (\mathbf{i}_{q0} \mathbf{C}_0 + \mathbf{i}_{d0} \mathbf{S}_0) \Delta \delta \quad (3.76)$$

$$\Delta \mathbf{i}_y = \mathbf{S}_0 \Delta \mathbf{i}_d + \mathbf{C}_0 \Delta \mathbf{i}_q + (\mathbf{i}_{d0} \mathbf{C}_0 - \mathbf{i}_{q0} \mathbf{S}_0) \Delta \delta \quad (3.77)$$

Com as respectivas matrizes diagonais \mathbf{C}_0 , \mathbf{S}_0 , \mathbf{i}_{d0} , \mathbf{i}_{q0} , \mathbf{v}_{x0} , \mathbf{v}_{y0} obtidas da resposta de regime permanente (subscrito '0') através de um cálculo de fluxo de carga e definidas como $\mathbf{C}_0 = \text{diag}\{\cos(\delta_{j0})\}$, $\mathbf{S}_0 = \text{diag}\{\text{sen}(\delta_{j0})\}$, $\mathbf{i}_{d0} = \text{diag}\{i_{dj0}\}$, $\mathbf{i}_{q0} = \text{diag}\{i_{qj0}\}$, $\mathbf{v}_{x0} = \text{diag}\{v_{xj0}\}$ e $\mathbf{v}_{y0} = \text{diag}\{v_{yj0}\}$. O subscrito 'j' refere-se às correntes, tensões e ângulos de fase do respectivo gerador j tal que $j = 1, 2, \dots, n$.

3.7 Validação dos Modelos Linearizados Desenvolvidos

Diversos dos modelos de pequenas perturbações detalhados no Apêndice A são validados nesta seção através de simulações comparativas no domínio do tempo usando como base os modelos de simulações de transitórios eletromagnéticos descritos no Apêndice B. Os dados utilizados nas simulações são listados nas Tabelas C.1 e C.2 no Apêndice C. As simulações do modelo de transitórios eletromagnéticos foram feitas no *SimPowerSystems*TM, ferramenta de simulação no domínio do tempo que acompanha o ambiente computacional MATLAB®/Simulink® com um método de integração discreto e passo de integração fixo de 10 μ s. As simulações do modelo de pequenas perturbações consistem na solução do modelo (3.54) através de um método de integração numérica. Nas simulações apresentadas a seguir utiliza-se a função *ode15s* da biblioteca padrão do MATLAB® que implementa um método de integração de DAEs conhecido como *Numerical Differentiation Formulas (NDFs)*.

O comportamento das principais variáveis de interesse para um passo de 10% na referência de potência ativa ou de corrente é mostrado nas Figuras 3.22, 3.24 e 3.26 considerando diferentes combinações de tipo de controlador (potência constante ou corrente constante), métodos de proteção antiilhamento (*SFS*, *SVS*, *GEFS*, *GEVS*) e redes com apenas um gerador ou múltiplos geradores.

Afim de que se possa verificar também o impacto da realimentação positiva sobre a resposta transitória de cada gerador, o comportamento dinâmico das injeções de potência ativa (esquema de tensão) ou reativa (esquema de frequência) é apresentado ao final de cada caso sem que o gerador em questão tenha proteção antiilhamento por realimentação positiva (ganho nulo). Observa-se que, de fato, há uma redução do amortecimento na presença da proteção antiilhamento.

- Caso 1 – controlador tipo potência constante; proteção antiilhamento tipo *SFS*; rede com apenas um gerador: A Figura 3.22 mostra a resposta no tempo de algumas variáveis de interesse para um passo de 10% na referência de potência ativa do gerador no instante $t = 2$ s obtidas utilizando o modelo linearizado proposto e o modelo completo para análise de transitórios eletromagnéticos. Com base nessas figuras, pode-se verificar que a precisão do modelo linearizado é adequada para pequenas perturbações.

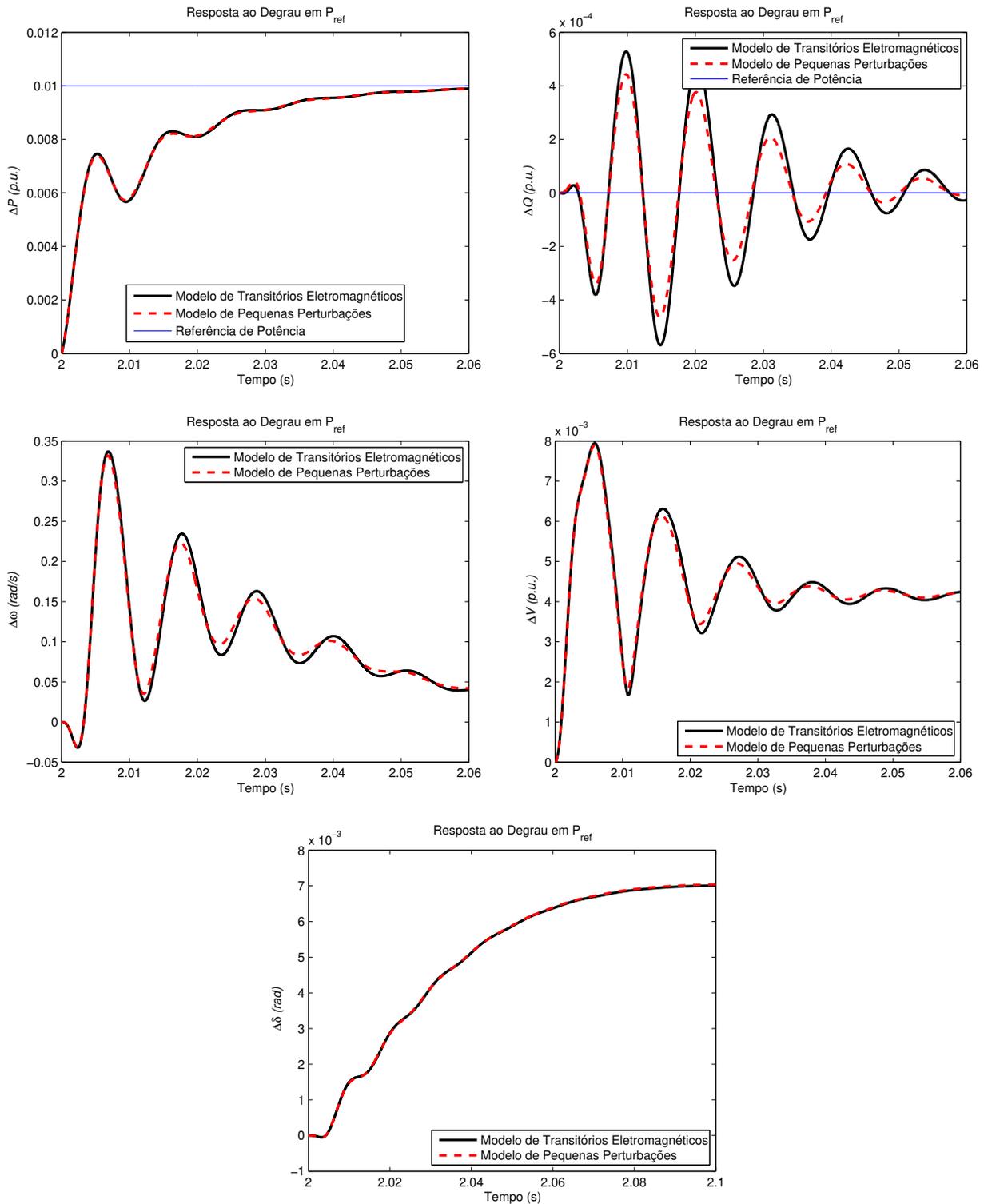


Figura 3.22 – Resposta transitória à um degrau de 10% no valor de P_{ref} do gerador do sistema ilustrado na Figura 2.2 equipado com proteção antiilhamento SFS e controle potência constante: validação dos modelos linearizados.

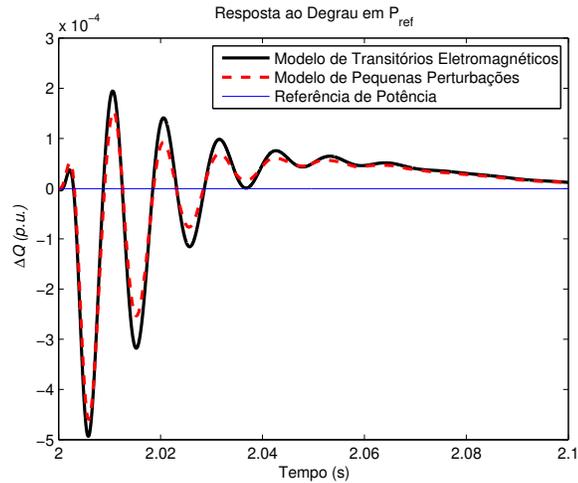


Figura 3.23 – Resposta transitória do gerador do caso 1 sem esquema de proteção antiilhamento (ganho nulo): a realimentação positiva da proteção antiilhamento é responsável por reduzir o amortecimento do sistema.

- Caso 2 – controlador tipo corrente constante; proteção antiilhamento tipo *GEVS*; rede com apenas um gerador: A Figura 3.24 mostra a resposta no tempo de algumas variáveis de interesse para um passo de 10% na referência de corrente do gerador no instante $t = 2$ s obtidas utilizando o modelo linearizado proposto e o modelo completo para análise de transitórios eletromagnéticos. Com base nessas figuras, pode-se verificar que a precisão do modelo linearizado é adequada para pequenas perturbações.

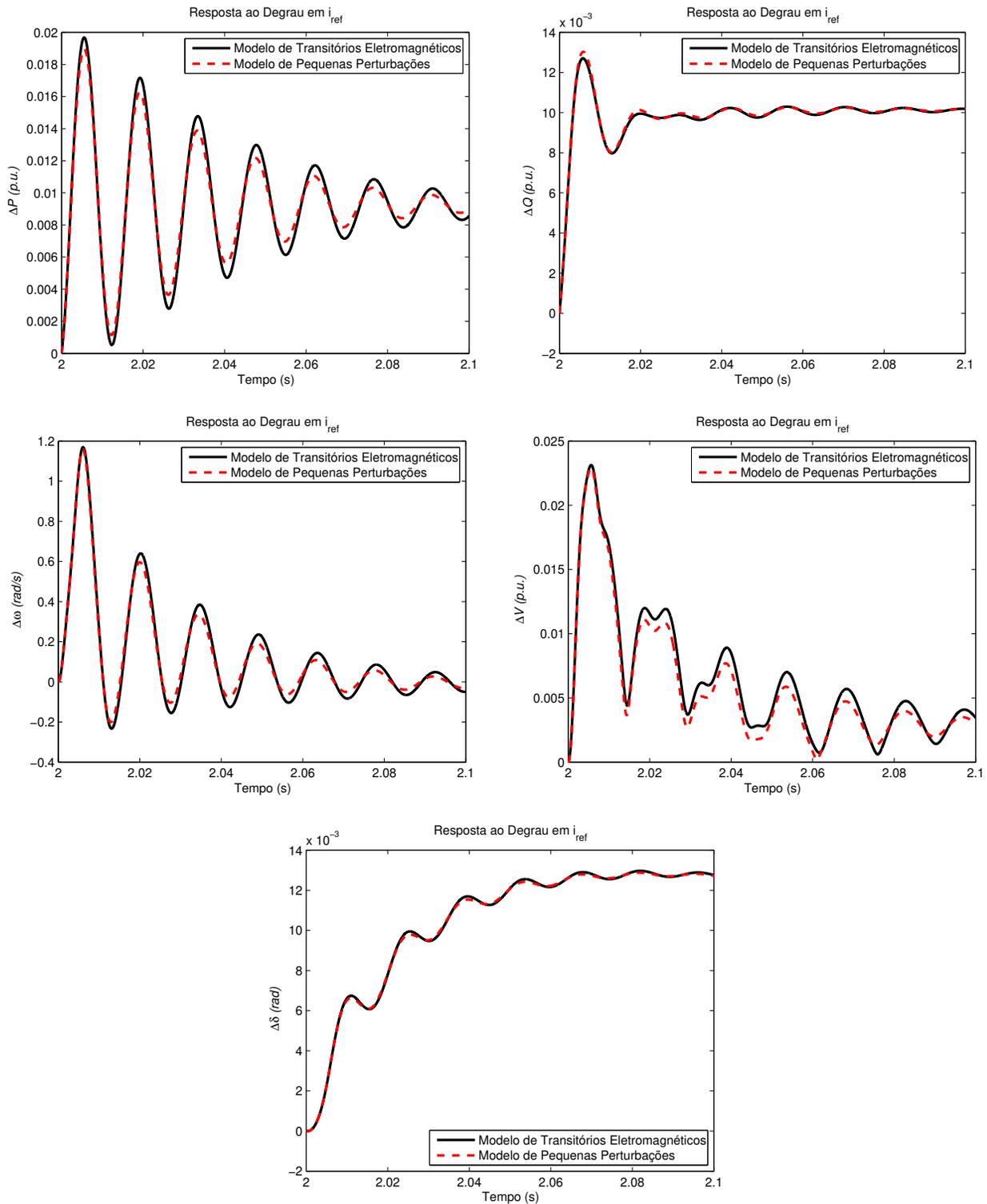


Figura 3.24 – Resposta transitória à um degrau de 10% do valor de i_{dref} em i_{dref} e i_{qref} do gerador do sistema ilustrado na Figura 2.2 equipado com proteção antiilhamento *GEVS* e controle corrente constante: validação dos modelos linearizados.

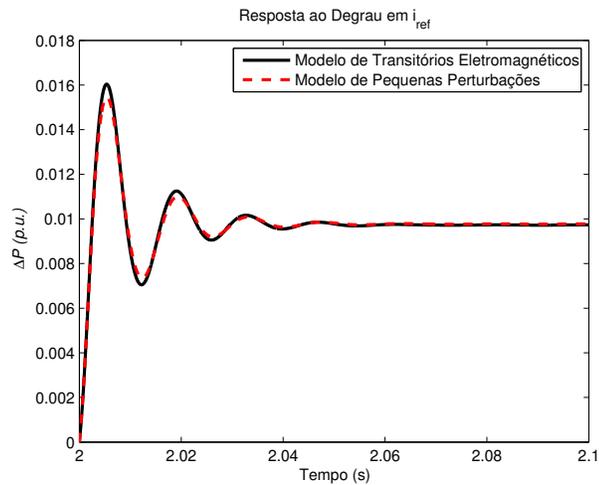


Figura 3.25 – Resposta transitória do gerador do caso 2 sem esquema de proteção antiilhamento (ganho nulo): a realimentação positiva da proteção antiilhamento é responsável por reduzir o amortecimento do sistema.

- Caso 3 – controlador tipo potência constante; proteção antiilhamento tipo *SFS*; rede com múltiplos geradores: A Figura 3.26 mostra a resposta no tempo de algumas variáveis de interesse para um passo de 10% na referência de potência do gerador GD1 no instante $t = 2$ s obtidas utilizando o modelo linearizado proposto e o modelo completo para análise de transitórios eletromagnéticos. Com base nessas figuras, pode-se verificar que a precisão do modelo linearizado é adequada para pequenas perturbações.

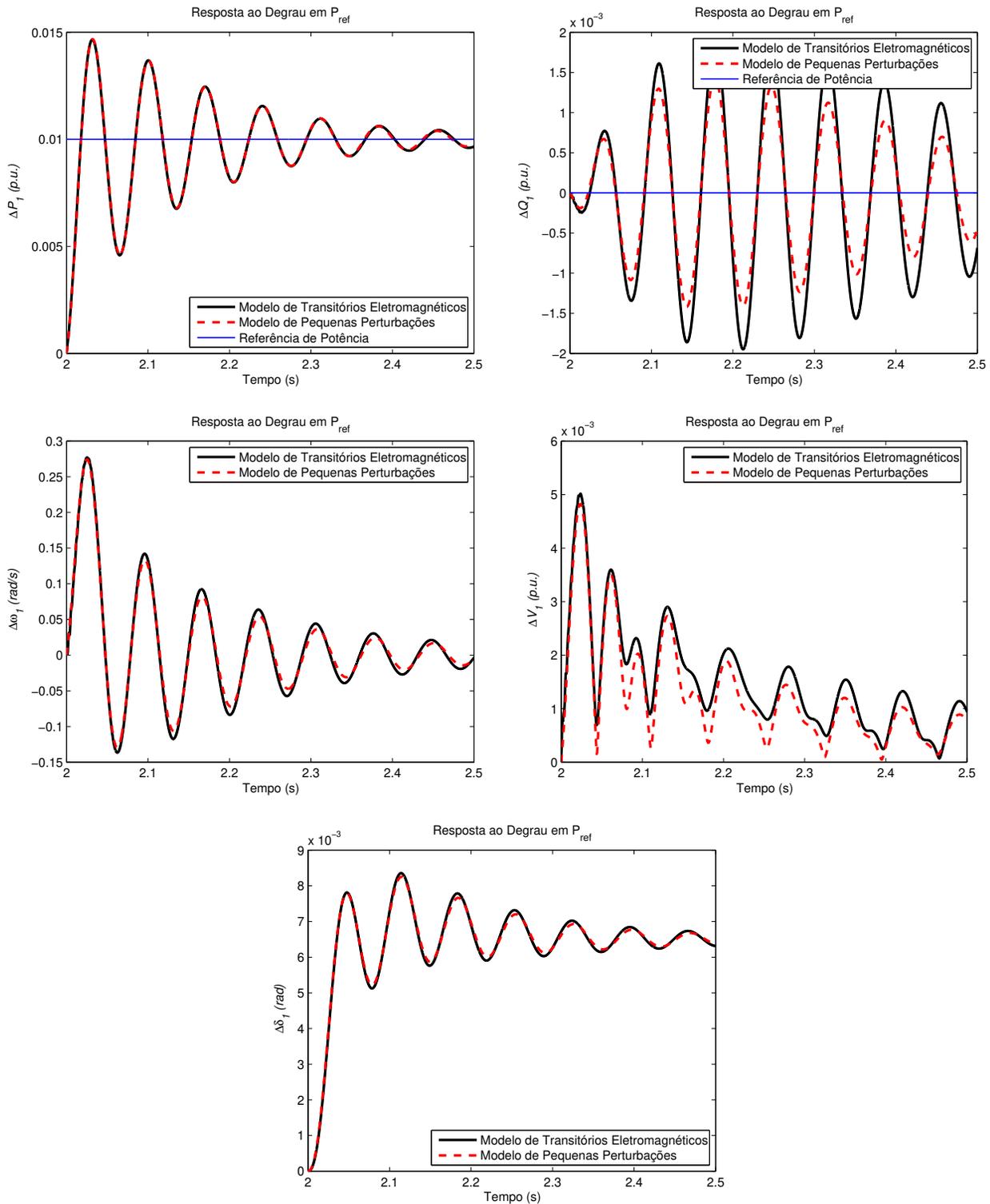


Figura 3.26 – Resposta transitória do gerador GD1 à um degrau de 10% no valor de P_{ref} dos geradores do sistema ilustrado na Figura 3.19 equipado com proteção antiilhamento *SFS* e controle potência constante: validação dos modelos linearizados.

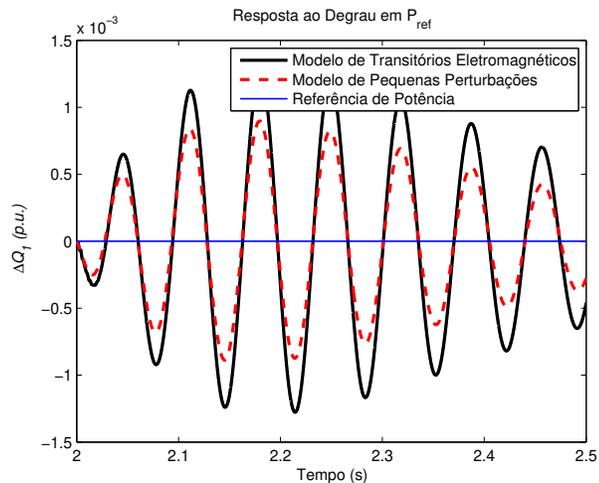


Figura 3.27 – Resposta transitória do gerador do caso 3 sem esquema de proteção antiilhamento (ganho nulo): a realimentação positiva da proteção antiilhamento é responsável por reduzir o amortecimento do sistema.

Com base nos resultados das simulações apresentadas nesta seção, pode-se verificar que o comportamento dinâmico dos modelos linearizados desenvolvidos ao longo deste capítulo mostrou-se semelhante àquele obtido com modelos detalhados para análise de transitórios eletromagnéticos. Embora somente algumas das configurações de número de geradores, tipos de controle, métodos de proteção antiilhamento e ponto de operação dos sistemas descritos no Apêndice A foram apresentadas nesta seção para ilustrar a precisão dos modelos desenvolvidos, destaca-se que todos os modelos desenvolvidos nesta dissertação foram testados considerando diferentes pontos de operação e em todos os casos a precisão dos modelos propostos mostrou-se aceitável.

3.7.1 Comparação entre Modelos Estáticos e Dinâmicos da Rede

Nas seções 3.6.1 e 3.6.2 foram apresentadas duas abordagens para representação da rede na modelagem do sistema de distribuição com múltiplos geradores conectados via inversores. A Figura 3.28 apresenta a resposta dinâmica da variação da potência injetada pelo gerador GD1 do sistema da Figura 3.19 quando um degrau de 10% no valor de P_{ref1} é aplicado na entrada do controle potência constante deste gerador para as duas abordagens de representação da rede no modelo de pequenas perturbações comparativamente com o modelo de transitórios eletromagnéticos. Observa-se que o comportamento das curvas é quase idêntico, o que a primeira vista sugere que ou os modos dinâmicos introduzidos pela representação mais detalhada da rede possuem frequência natural de oscilação muito superior à dos pólos dominantes do sistema ou

suas constantes de tempo são várias ordens de grandeza menor do que a que domina a resposta transitória do sistema. Portanto, para a análise de estabilidade frente a pequenas perturbações realizadas neste trabalho, a dinâmica da rede pode ser desprezada.

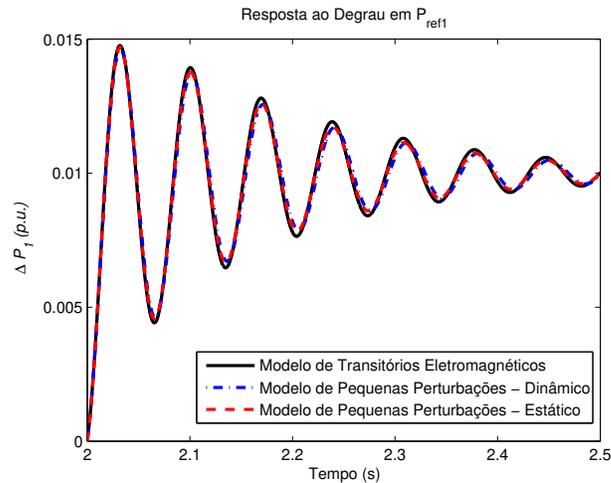


Figura 3.28 – Comparação da resposta dinâmica da representação algébrica e diferencial da rede no modelo de pequenas perturbações com o modelo de transitórios eletromagnéticos em face à uma variação de carga do GD1 do sistema de múltiplos geradores.

3.8 Comentários Finais

Este capítulo apresentou o desenvolvimento dos modelos de simulação computacional de geradores conectados via inversores com esquemas de proteção antiilhamento por realimentação positiva que serão empregados na análise de estabilidade frente a pequenas perturbações. Discutiram-se diferentes abordagens para representação dos inversores, dos componentes da rede e da carga. As equações não-lineares que descrevem o comportamento dinâmico dos sistemas em estudo foram adequadamente linearizadas para a descrição de um modelo de pequenas perturbações. Os modelos apresentados nos Apêndices A e B foram validados na seção 3.7.

Capítulo 4

Impactos da Realimentação Positiva sobre a Estabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Os modelos matemáticos e de simulações computacionais desenvolvidos no capítulo anterior permitem a avaliação dos impactos da realimentação positiva sobre a estabilidade a pequenas perturbações de geradores conectados via inversores aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Este capítulo, portanto, apresenta uma análise desses impactos considerando um sistema composto por um gerador conectado a uma barra infinita (sistema gerador-barra infinita) e um sistema com múltiplos geradores. Os modelos linearizados desenvolvidos são empregados nesses estudos utilizando análise modal. As investigações são baseadas nos modelos linearizados previamente discutidos no Capítulo 3 e, sempre que possível, os resultados são confrontadas com aqueles obtidos com os modelos detalhados para análise de transitórios eletromagnéticos.

4.1 Análise de Estabilidade de Sistemas Dinâmicos Descritores

Os modelos linearizados tanto do sistema gerador versus barra infinita da Figura 3.17 quanto do sistema com múltiplos geradores da Figura 3.19 foram representados por equações algébrico-diferenciais que formam um sistema descritor linear, invariante no tempo e contínuo, o qual pode ser representado genericamente por:

$$\begin{aligned} \mathbf{E}\Delta\dot{x}(t) &= \mathbf{A}\Delta x(t) + \mathbf{B}\Delta u(t) \\ \Delta y(t) &= \mathbf{C}\Delta x(t) + \mathbf{D}\Delta u(t) \end{aligned} \quad (4.1)$$

As matrizes de coeficientes **E**, **A**, **B**, **C**, **D** são constante e seus elementos são reais.

A estabilidade de um sistema dinâmico descritor como o representado pela equação (4.1), isto é, a capacidade desse sistema operar em um ponto de equilíbrio estável no espaço de estados após uma pequena perturbação, pode ser avaliada através da análise do par de matrizes

(\mathbf{E} , \mathbf{A}). Antes que o problema de análise de estabilidade dos sistemas em estudo seja formulado, algumas definições úteis da Teoria de Sistemas Dinâmicos Descritores são destacadas.

4.1.1 Definições ([53])

- Feixe de Matrizes (*Matrix Pencil*)

O feixe do par de matrizes (\mathbf{E} , \mathbf{A}) é definido por:

$$\lambda \mathbf{E} - \mathbf{A} \quad (4.2)$$

Em que λ é um escalar complexo.

- Equação Característica

A equação (4.3) é dita equação característica do sistema descritor (4.1):

$$p(\lambda) = \det(\lambda \mathbf{E} - \mathbf{A}) \quad (4.3)$$

A equação característica do sistema (4.1) é o determinante do feixe associado (4.2).

- Autovalores Generalizados

Os autovalores generalizados do par de matrizes (\mathbf{E} , \mathbf{A}) são as raízes λ da equação característica (4.3). O conjunto σ_F de todos os autovalores finitos do par de matrizes (\mathbf{E} , \mathbf{A}) pertence ao espectro do par de matrizes (\mathbf{E} , \mathbf{A}).

$$p(\lambda) = 0 \Rightarrow \lambda \in \sigma \quad (4.4)$$

Para sistemas com matriz \mathbf{E} singular, o espectro σ do par de matrizes (\mathbf{E} , \mathbf{A}) é a união do conjunto σ_F com o conjunto $\{\infty\}$.

- Autovalor Dominante

O autovalor λ do sistema dinâmico (4.1) é dominante se:

$$\operatorname{Re}\{\lambda\} > \operatorname{Re}\{\lambda_i\} \forall \lambda_i \in \sigma_F \quad (4.5)$$

O autovalor dominante (no caso de raízes complexas conjugadas da equação característica, o par de autovalores dominantes) é também dito o autovalor mais à direita do sistema.

- Autovetores Generalizados

Se um vetor v satisfaz a equação:

$$(\lambda \mathbf{E} - \mathbf{A}) \cdot v = 0 \quad (4.6)$$

para um autovalor λ , o vetor v é o autovetor generalizado associado ao autovalor λ .

- Regularidade

Um par de matrizes (\mathbf{E}, \mathbf{A}) é regular se as matrizes \mathbf{E} e \mathbf{A} forem quadradas e se o seu espectro for finito. Caso contrário, o par de matrizes é singular.

- Existência e Unicidade

A solução do sistema descritor (4.1) existe e é única se, e somente se, o par de matrizes (\mathbf{E}, \mathbf{A}) for regular.

4.1.2 Estabilidade a Pequenas Perturbações

O sistema dinâmico descritor da equação (4.1) é estável se todos os seus autovalores finitos estiverem localizados no semi-plano complexo esquerdo, isto é, se possuírem parte real negativa:

$$\forall \lambda_i \in \sigma_{\text{finito}}, \text{Re}\{\lambda_i\} < 0 \quad (4.7)$$

Uma condição de estabilidade suficiente e equivalente à (4.7) é que o autovalor dominante do sistema possua parte real negativa. Este método de avaliação da estabilidade de um sistema dinâmico não-linear a partir da análise dos autovalores do sistema linearizado é conhecido como Primeiro Método de Lyapunov ([54]).

O problema de avaliar a estabilidade do gerador conectado à rede de distribuição é correspondente ao problema de resolver a equação característica (4.3) do sistema (4.1). Como a equação (4.1) é um modelo aproximado e linearizado do sistema real, essa correspondência somente é válida enquanto as hipóteses simplificadoras assumidas na modelagem dos sistemas forem validas.

Os modelos dos sistemas de geração distribuída desenvolvidos no Capítulo 3 foram linearizados em torno de um ponto de operação x_0 . Essa aproximação será válida somente se o sistema excursionar numa região próxima a esse ponto de equilíbrio após uma perturbação. No

caso específico destes sistemas de geração distribuída, este modelo linearizado é útil para estudarmos a estabilidade do sistema durante variações incrementais do carregamento, de modificação de parâmetros, etc. Como o modelo à priori só é válido em uma região suficientemente pequena que contenha x_0 , a estabilidade do sistema nesse caso é conhecida como estabilidade frente a pequenas perturbações ([54]).

Nas seções a seguir os modelos linearizados de sistemas com geradores conectados via inversores são utilizados para realizar um estudo sobre os impactos da realimentação positiva da proteção antiilhamento na estabilidade do sistema.

4.2 Análise da Estabilidade do Sistema Gerador versus Barra Infinita

O modelo dinâmico linearizado do sistema da Figura 2.2 no qual o gerador distribuído opera com controle do tipo potência constante e possui proteção antiilhamento do tipo *SFS* é uma equação na forma (4.1) cujas matrizes **E**, **A**, **B**, **C**, **D** são listadas no Apêndice A.5.1. Os parâmetros do caso base de operação estão listados na Tabela C.1. Na Figura 4.1 os quatorze autovalores finitos do par (**E**, **A**) são apresentadas no plano complexo. Como o autovalor dominante do sistema possui parte real negativa para este caso base de operação, o sistema é estável frente a pequenas perturbações. Essa característica já fora verificada anteriormente através da resposta dinâmica a uma perturbação incremental na entrada do mesmo sistema, ilustrada na Figura 3.22.

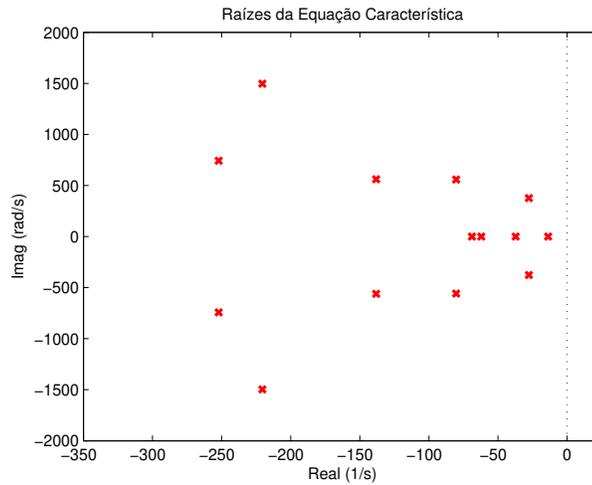


Figura 4.1 – Raízes da equação característica $p(\lambda) = \det(\lambda\mathbf{E} - \mathbf{A})$ para o sistema com um gerador com controle tipo potência constante equipado com proteção antiilhamento SFS operando nas condições da Tabela C.1

O ganho da realimentação positiva da proteção antiilhamento é um dos parâmetros que formam as matrizes (\mathbf{E} , \mathbf{A}). Variando o valor desse parâmetro, os autovalores do par (\mathbf{E} , \mathbf{A}) se deslocam no plano complexo e, eventualmente, uma das raízes (ou um par de raízes complexas conjugadas) da equação característica cruza o eixo imaginário e avança sobre o semi-plano direito. Na Figura 4.2 o ganho da realimentação positiva foi variado de 0 à 0,04 no mesmo sistema a que se refere a Figura 4.1. Quando o ganho atingiu o valor $K_f = 0,0375$ um par de autovalores complexos avançou sobre o semi-plano direito. Esse ganho representa, portanto, o máximo valor que pode ser ajustado no sistema de proteção que viabiliza a operação estável do gerador frente a pequenas perturbações operando nas condições da Tabela C.1.

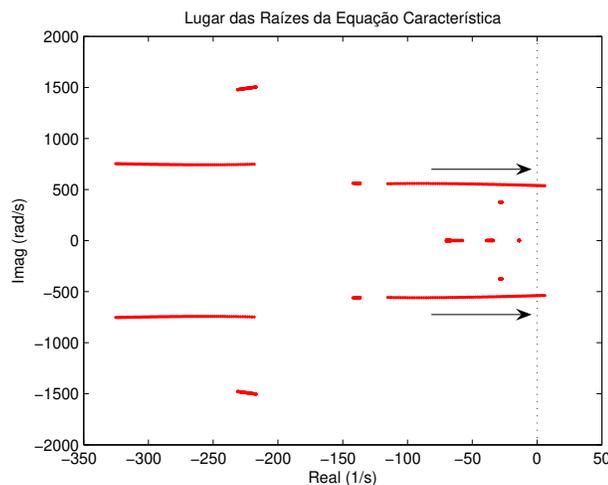


Figura 4.2 – Deslocamento das raízes da equação característica conforme o valor do ganho de realimentação positiva varia de $K_f = 0$ à $K_f = 0,04$.

Esse mesmo limite pode ser observado através de simulações no domínio do tempo usando o modelo de transitórios eletromagnéticos (Apêndice B). Com os parâmetros do caso base, a menos do ganho que foi ajustado em $K_f = 0,035$, o sistema teve a malha de realimentação positiva do esquema *SFS* habilitada no instante $t = 1$ s. A resposta dinâmica da simulação pode ser vista no gráfico inferior da Figura 4.3, podendo ser verificado que as oscilações são amortecidas com amplitudes decrescentes, comprovando que o sistema é estável para este valor de ganho do *SFS*, contudo o transitório é prolongado e as oscilações são pouco amortecidas, pois o sistema opera no limiar da estabilidade. Se esta simulação for repetida, porém com o ganho ajustado em $K_f = 0,036$, pode-se verificar que o sistema é instável visto que as oscilações têm amplitudes crescentes como mostrado no gráfico superior da Figura 4.3. O sistema é instável visto que não é capaz de retornar a um ponto de equilíbrio estável. O valor do ganho crítico obtido através da análise modal do sistema linearizado é compatível com o verificado através das simulações dinâmicas do modelo não-linear.

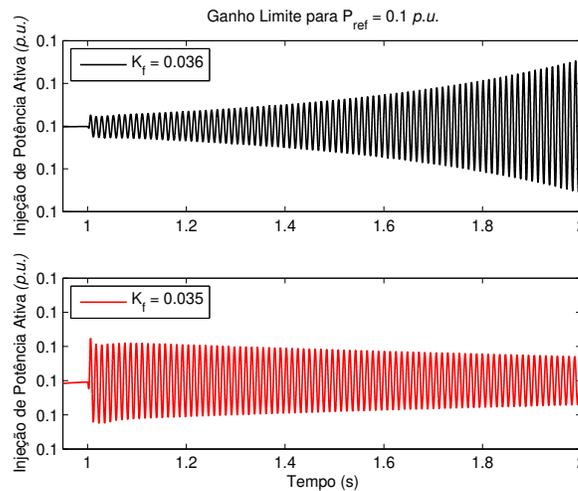


Figura 4.3 – Ganho limite da realimentação positiva - simulações no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos.

A análise modal do sistema linearizado pode ser utilizada para determinarmos o valor crítico de uma série de parâmetros, não somente o ganho da realimentação positiva. Na Figura 4.4 a potência ativa que o gerador injeta na barra terminal é gradualmente incrementada de $P_{ref} = 0,10$ p.u. à $P_{ref} = 0,35$ p.u. Essa variação na injeção de potência muda o ponto de operação do sistema e, portanto, altera os valores dos autovalores do sistema linearizado. Quando a potência atinge o valor de $P_{ref} = 0,33$ p.u. um par de autovalores conjugados do par de matrizes (\mathbf{E}, \mathbf{A}) atravessa a fronteira de estabilidade no plano complexo, indicando o limite de potência

ativa que o inversor pode injetar na rede sem que perca sua estabilidade frente a pequenas perturbações para o valor de realimentação positiva ajustado com $K_f = 0,01$.

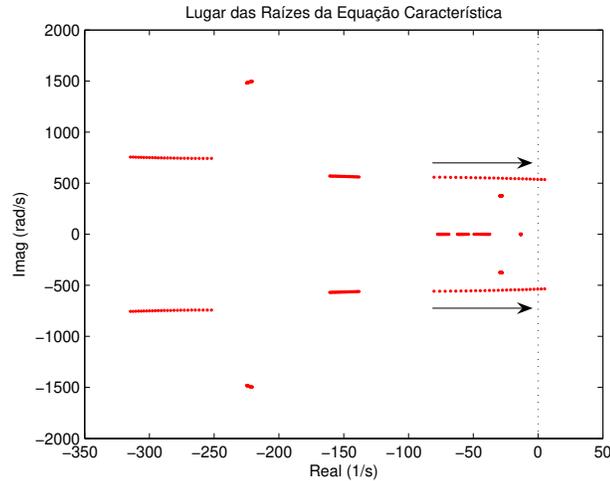


Figura 4.4 – Deslocamento das raízes da equação característica conforme o valor da injeção de potência ativa varia de $P_{ref} = 0,10 p.u.$ à $P_{ref} = 0,35 p.u.$

Esse mesmo limite pode ser também verificado através de simulações no domínio do tempo empregando o modelo detalhado para análise de transitórios eletromagnéticos. Na Figura 4.5 um degrau de potência ativa de $0,05 p.u.$ é aplicado na referência de entrada do gerador quando este injetava $0,25 p.u.$ no instante $t = 1,5 s$. Após um período transitório em que o valor da potência injetada oscila em torno do novo valor de injeção $P_{ref} = 0,30 p.u.$ o inversor atinge um novo ponto de operação estável. No instante $t = 2,0 s$, uma nova perturbação na forma de um degrau de potência de $0,05 p.u.$ é aplicado à referência de entrada do gerador. O gerador distribuído todavia não consegue operar com este novo carregamento, como sugere o resultado da simulação dinâmica desta perturbação na Figura 4.5. Esse valor limite de injeção de potência ativa na rede de distribuição é compatível com aquele encontrado através da análise modal do sistema linearizado na Figura 4.4.

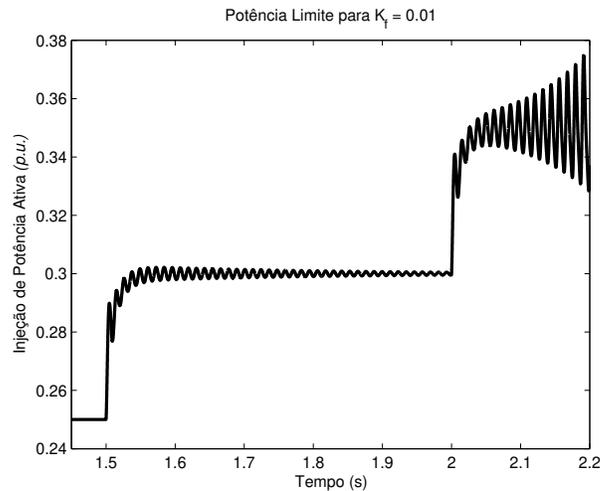


Figura 4.5 – Injeção limite de potência ativa: simulações no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos.

4.2.1 Limite de Estabilidade: Curva PK

A análise dos modos críticos tal qual a feita nas Figuras 4.2 e 4.4 indica que para cada valor do ganho de realimentação positiva K_f existe um valor limite de potência ativa que o gerador pode injetar na rede de forma que sua operação em paralelo com o sistema possa se manter estável frente a pequenas perturbações. A hipótese de que a realimentação positiva só surte efeito sobre a frequência e a tensão terminais do gerador distribuído quando o inversor passa a operar ilhado da rede de distribuição encontra seu limite na curva apresentada na Figura 4.6. Ou seja, para combinações de valores de potência injetada e do ganho do SFS abaixo desta curva, o gerador pode operar de forma estável em paralelo com a rede, ao passo que para combinação de valores de potência injetada e do ganho do SFS acima desta curva o gerador não pode operar de forma estável em paralelo com a rede. Esta curva relacionando potência crítica (P) versus ganho do SFS (K) é denominada curva PK . Tal curva é obtida através de repetidas análises dos modos críticos para diferentes valores de injeção de potência ativa P_{ref} , como exemplificado para alguns pontos em destaques nas figuras menores. Analisando essa curva, torna-se evidente o impacto do ganho de realimentação positiva sobre a operação do gerador distribuído mesmo sem ocorrência de ilhamentos. Ganhos muito elevados limitam a quantidade de potência que o gerador pode injetar de forma estável. De forma semelhante, para um dado nível de injeção de potência, um elevado valor de K_f implica que a realimentação positiva fará com que o gerador se torne instável mesmo sem a ocorrência de ilhamentos.

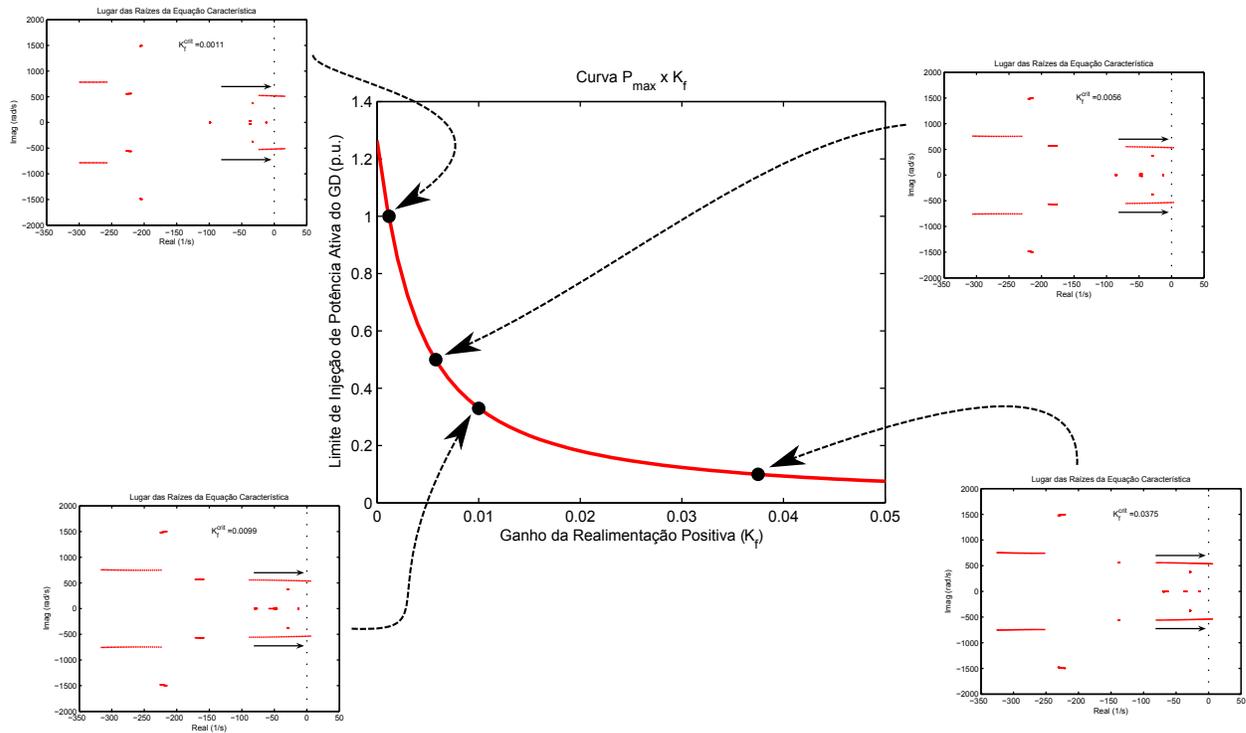


Figura 4.6 – Curva $P_{m\acute{a}x} \times K_f$.

A curva PK obtida através do procedimento ilustrado na Figura 4.6 pode também ser obtida através de repetidas simulações no domínio do tempo do modelo detalhado para análise de transitórios eletromagnéticos. Neste caso, para cada valor de ganho do SFS , o valor de potência ativa injetada pelo gerador é gradualmente aumentado até que a resposta do sistema seja instável. Esse processo é simplificadaamente ilustrado na Figura 4.7, em que é possível verificar que para um ganho K_f de 0,01, a potência crítica $P_{m\acute{a}x}$ é 0,31 $p.u.$. A definição do valor crítico através dessas repetidas simulações no domínio do tempo é baseada na envoltória da resposta dinâmica do sistema após a habilitação da malha de realimentação positiva. Caso a envoltória seja crescente, a resposta do sistema é instável, caso contrário o sistema é estável. Na Figura 4.8 a mesma curva PK desse sistema é obtida através dos dois processos, *i.e.*, por análise modal do modelo de pequenas perturbações e por repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos. As duas abordagens conduzem a resultados congruentes, comprovando a precisão do modelo linearizado desenvolvido nesta dissertação. A obtenção deste tipo de curva via análise de transitórios eletromagnéticos demanda um tempo bastante elevado de simulação computacional

quando comparado com o uso da análise modal, sobretudo para sistemas com múltiplos geradores.

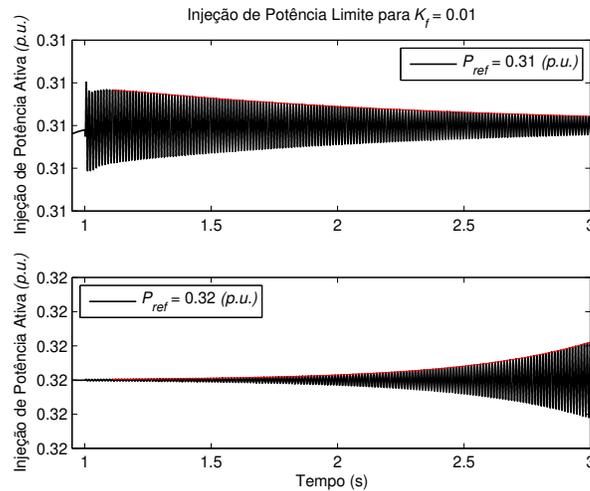


Figura 4.7 – Determinação do limite de injeção de potência ativa através da análise da envoltória da resposta dinâmica no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos.

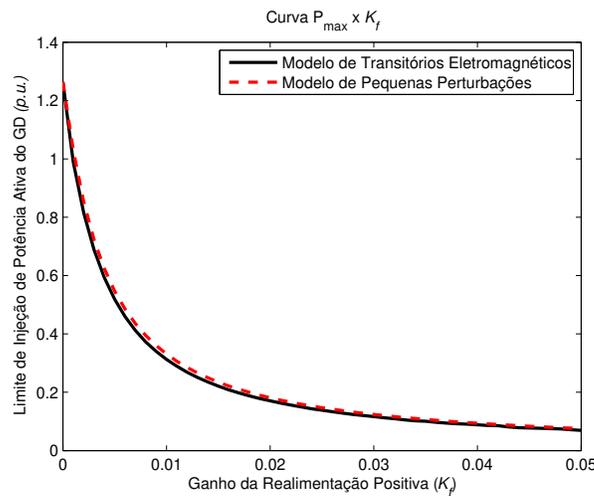


Figura 4.8 – Curva $P_{\max} \times K_f$ obtida através de análise modal do modelo de pequenas perturbações e através de repetidas simulações no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos.

O comportamento da curva PK na Figura 4.8 evidencia que a malha de realimentação positiva da proteção antiilhamento tem um impacto negativo sobre a estabilidade a pequenas perturbações do gerador distribuído conectado via inversor ao sistema de distribuição. A margem de estabilidade do gerador, isto é, a diferença entre a potência que ele injeta na rede e a potência máxima que ele poderia injetar na rede sem perder a estabilidade, é reduzida conforme o ganho K_f cresce.

4.2.2 Impacto dos Modos de Controle do Inversor sobre o Limite de Estabilidade

As estratégias de controle do conversor que faz a interface entre fonte primária e rede de distribuição apresentam impactos distintos sobre a operação do gerador distribuído ([44], [55]). Dessa forma é de se esperar que o impacto da realimentação positiva sobre a estabilidade do gerador dependa também da estratégia de controle empregada. Na Figura 4.9 estão representados os autovalores do par (\mathbf{E}, \mathbf{A}) do modelo linearizado do sistema gerador versus barra infinita para o caso base da Tabela C.1, com controle corrente constante (a) e potência constante (b). O controle do tipo potência constante possui dois reguladores PI a mais que o controle corrente constante, como foi representado na Figura 3.6. Esses reguladores adicionais acrescentam dois pólos ao sistema, destacados na Figura 4.9(b). Ocorre que, por causa desses pólos extras, o lugar das raízes da equação característica do sistema com controle de potência constante (4.2) será diferente daquele com controle corrente constante para a mesma variação de ganho K_f . Isso faz com que o limite de injeção de potência ativa do inversor seja diferente dependendo da estratégia de operação empregada.

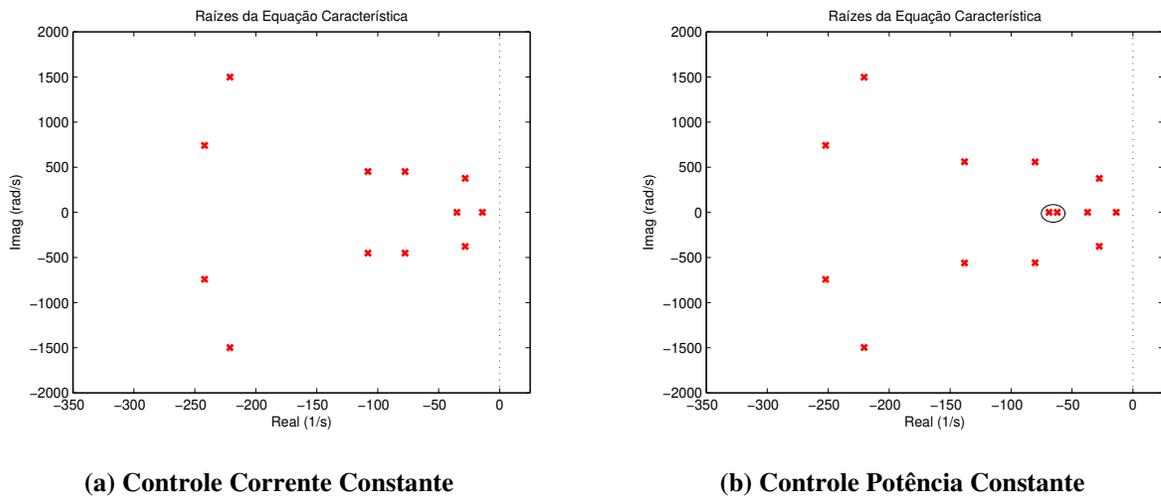


Figura 4.9 – Raízes da equação característica $p(\lambda) = \det(\lambda\mathbf{E} - \mathbf{A})$ do sistema com um gerador equipado com proteção antiilhamento *SFS* para os dois tipos de controle.

A curva PK que representa o limite de injeção de potência ativa do gerador pode também ser obtida para o inversor controlado por corrente constante. Na Figura 4.10, inicialmente mostra-se uma curva análoga relacionando máxima corrente $I_{máx}$ versus ganho K_f do *SFS* (a qual é denominada curva IK). Esta curva foi obtida para o mesmo sistema previamente analisado, porém o inversor agora é do tipo injeção de corrente constante de forma que, para cada

valor de ganho K_f do *SFS* a referência de corrente foi gradualmente aumentada até que o autovalor crítico cruzasse a fronteira de estabilidade, determinando a corrente máxima que o gerador pode injetar sem se tornar instável frente a pequenas perturbações. Nessa figura, os valores máximos de corrente obtidos via repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos também são apresentados para validar os resultados obtidos com o modelo linearizado.

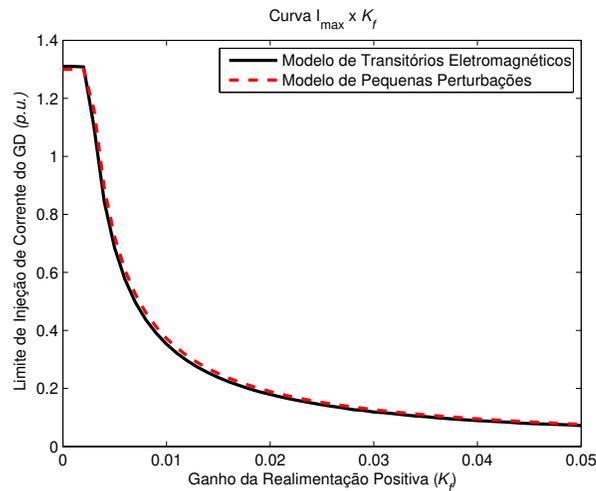


Figura 4.10 – Curva limite $I_{m\acute{a}x} \times K_f$ obtida através de análise modal do modelo de pequenas perturbações e através de repetidas simulações no domínio do tempo do modelo de transitórios eletromagnéticos: controle corrente constante.

É interessante observar que, para pequenos valores do ganho de realimentação positiva, o limite de injeção de corrente é imposto não pela proteção antiilhamento, mas pela capacidade de transferência de potência da rede. A Figura 4.11 mostra a variação da tensão na barra terminal do gerador distribuído conforme a injeção de potência ativa P_{ref} aumenta (curva *PV*). O limite de transferência de potência ativa obtido através de repetidas análises estáticas da rede é de $1,35 \text{ p.u.}$ que, na condição da carga impedância constante $Z_L = (10 + j0) \text{ p.u.}$, corresponde a uma injeção de potência limite de $P_{ref}^{max} = 1,46 \text{ p.u.}$ A saturação da curva *IK* na Figura 4.10 para pequenos valores de K_f corresponde à esse limite de estabilidade estática imposto à injeção de potência pelo gerador devido à capacidade do alimentador.

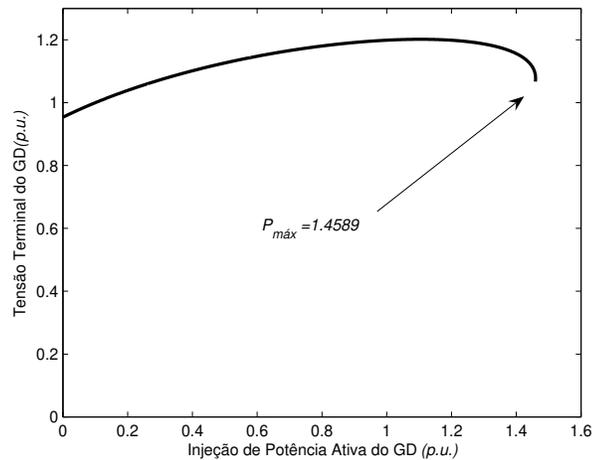


Figura 4.11 – Curva PV para a barra terminal do GD do sistema com um gerador: limite de transferência de potência ativa pelo alimentador equivalente.

A multiplicação dos valores de corrente da curva IK na Figura 4.10 pela tensão terminal do gerador distribuído para cada carregamento do sistema leva à curva PK para o gerador operando com corrente constante. Na Figura 4.12 as curvas PK para o gerador controlado por potência constante e por corrente constante são apresentadas. A saturação da curva do inversor controlado por corrente para pequenos valores de K_f ocorre no mesmo valor que o obtido através da curva PV do sistema na Figura 4.11. Para pequenos valores do ganho de realimentação positiva, a potência máxima do gerador controlado por corrente é maior que a potência máxima do gerador controlado por potência constante. Isso mostra que a interação adversa da malha de regulação de potência com a realimentação positiva é mais acentuada nessa região. Ao passo que, para valores mais elevados do ganho da realimentação positiva, a contribuição dessa relação adversa entre regulador de potência e a realimentação positiva não é tão significativa, visto que ambas as curvas tendem a se igualar para $K_f > 0,015$.

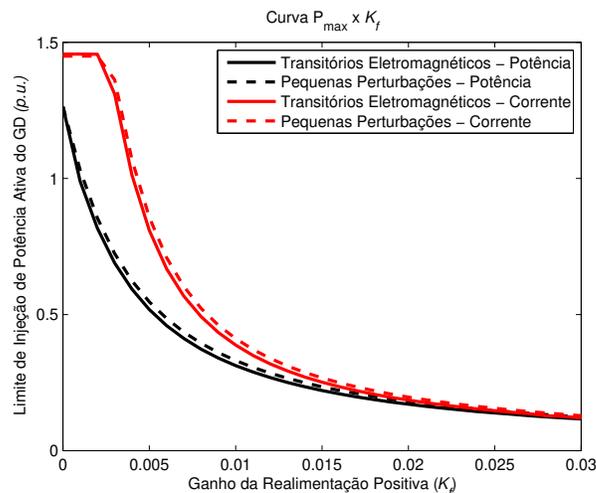


Figura 4.12 – Comparação do limite de injeção de potência ativa entre os dois modos de controle do inversor: potência constante e corrente constante.

Do ponto de vista exclusivamente de estabilidade, esses limites de operação do gerador estão representados nas curva *PV* da Figura 4.13, uma para cada tipo de controle do gerador. O ponto A corresponde à máxima injeção de potência devido a restrições de estabilidade da rede (estabilidade estática de tensão). Não existe solução em regime permanente desse sistema para uma injeção de potência na barra terminal do gerador maior que esse valor. Esse ponto independe do tipo de tecnologia de gerador que se emprega, da estratégia de controle do equipamento, etc. Já o ponto B é o limite de injeção de potência nesta barra desta rede de um gerador conectado via inversor com controle tipo corrente (a) ou potência (b) constante, sem proteção antiilhamento por realimentação positiva. Os pontos C, D e E representam o limite de injeção caso o gerador seja equipado com proteção antiilhamento *SFS* com $K_f = 0,005$, $K_f = 0,01$ e $K_f = 0,02$ respectivamente.

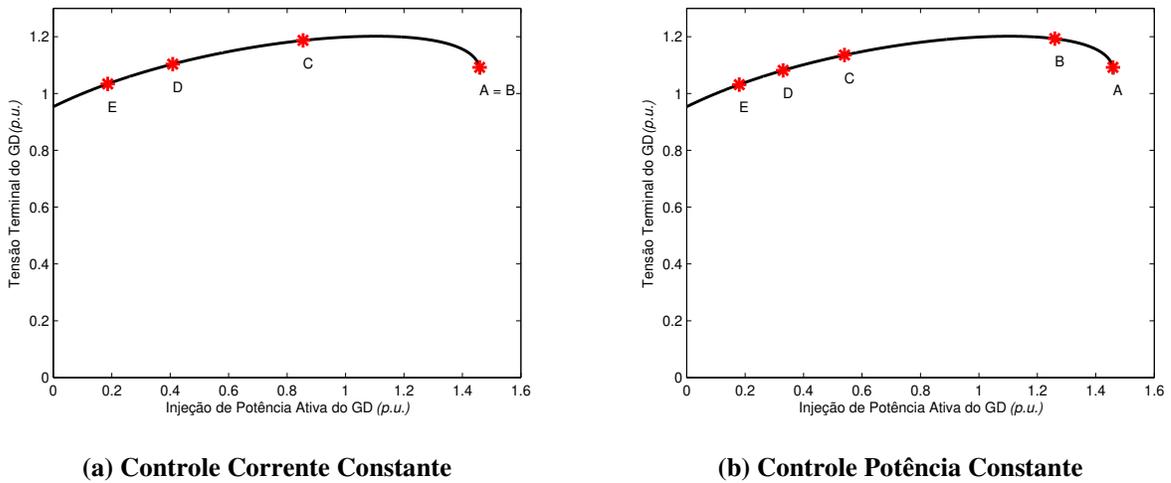


Figura 4.13 – Representação dos limites de injeção do gerador distribuído.

A impedância da linha de distribuição é um fator importante na análise da estabilidade do gerador distribuído, uma vez que este valor interfere diretamente no nível de curto-circuito do ponto de acoplamento do gerador ao sistema. Se o nível de curto-circuito da barra na qual o inversor é conectado ao sistema de distribuição for baixo, o limite de estabilidade também o será. Caso a barra seja mais forte, o limite de injeção de potência do gerador distribuído será maior. Os resultados apresentados na Figura 4.14 a seguir são relativos ao mesmo sistema utilizado para as simulações apresentadas na Figura 4.8, porém no caso (a) a impedância $Z = R + jX$ da linha é variada mantendo-se a mesma relação X/R e no caso (b) a relação X/R da linha é variada de tal forma que sua impedância $Z = R + jX$ tenha módulo $|Z|$ constante.

No caso (a), a redução da impedância da linha de distribuição equivale à mudança do comprimento do alimentador, sendo que linhas mais curtas correspondem a níveis de curto-circuito maiores. A margem de estabilidade a pequenas perturbações será maior (menor) quanto menor (maior) for a impedância da linha de distribuição. A realimentação positiva da proteção antiilhamento é capaz de desestabilizar o sistema de geração distribuída mais facilmente no caso do inversor ser conectado a um sistema fraco. No caso (b), a mudança de relação X/R pode ser feita alterando-se a bitola dos condutores do alimentador. Como sugerido pelos resultados da Figura 4.14 (b), o aumento da relação X/R aumenta o consumo de potência reativa da linha de distribuição, reduzindo a capacidade de transferência de potência do sistema e portanto reduzindo a margem de estabilidade do gerador distribuído.

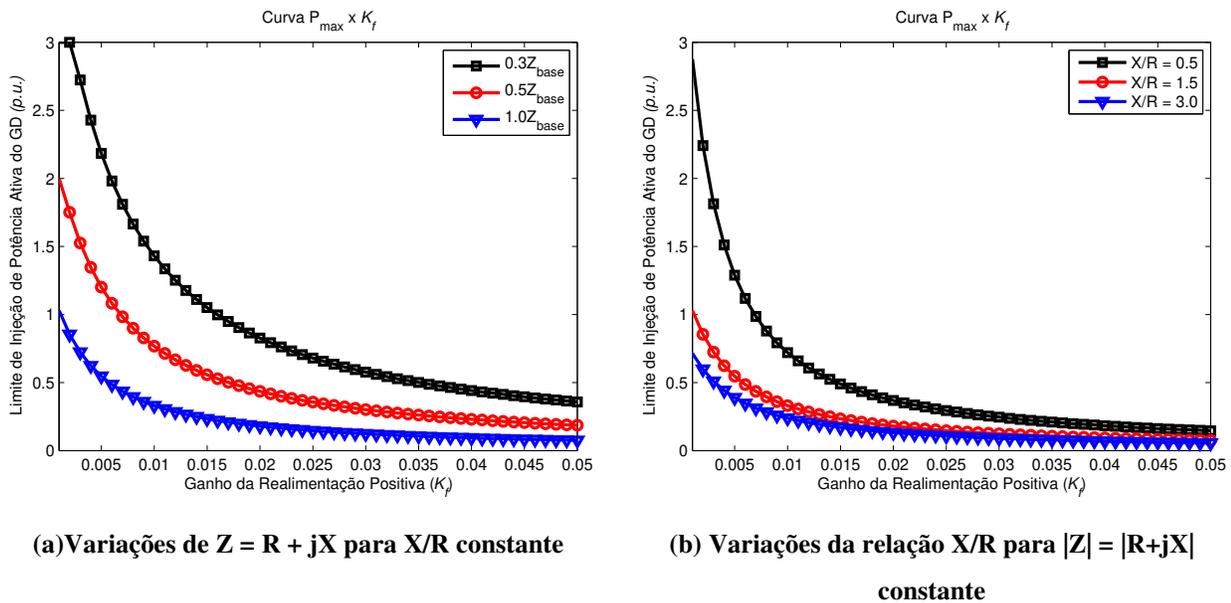


Figura 4.14 – Curvas $P_{m\acute{a}x} \times K_f$ obtidas através de análise modal do modelo de pequenas perturbações do modelo de gerador com injeção de potência constante para diferentes configurações de parâmetros da linha de distribuição $R + jX$.

4.3 Conflito entre Máxima Injeção de Potência e Capacidade de Detecção de Ilhamento

Se por um lado um elevado ganho de realimentação positiva é indesejado, pois diminui a margem de estabilidade do inversor, conforme discutido previamente na seção 4.2, por outro lado ele faz com que o ilhamento do gerador distribuído seja prontamente detectado. A Figura 4.15 mostra o comportamento da frequência terminal do gerador do sistema máquina-barras infinita da Figura 2.2 com os mesmos valores do caso base listados na Tabela C.1, a menos da frequência de ressonância da carga que neste caso é de 60,2 Hz. Em $t = 0,6$ s, a chave CH_1 abre desconectando o gerador e a carga local do restante do sistema. Com um ganho menor, $K_f = 0,01$, a realimentação positiva da proteção antiilhamento não é capaz de causar desvios significativos da frequência terminal do gerador para causar atuação da proteção por sub/sobrefrequência, como ocorre quando o ganho da realimentação positiva é ajustado em um valor maior, $K_f = 0,035$. Para o caso em que o ganho do *SFS* é ajustado em 0,01, a frequência de operação do sistema em regime permanente é a frequência de ressonância da carga (60,2 Hz) e, de acordo com a Tabela 2.1, o gerador permaneceria operando ilhado indefinidamente. Para o caso em que a realimentação é configurada com um ganho maior, o inversor será prontamente desconectado da rede.

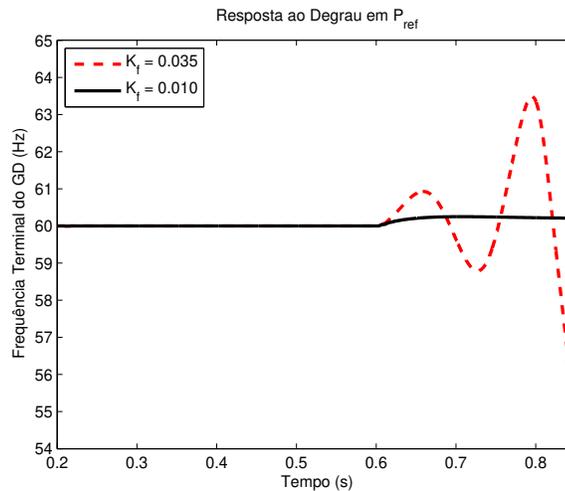


Figura 4.15 – Resposta dinâmica da frequência terminal do inversor em face à abertura da chave que isola o GD do restante do sistema de distribuição.

4.4 Análise de Estabilidade de Sistemas com Múltiplos Geradores

A mesma análise do modelo linearizado empregada na seção 4.2 para o estudo da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas do tipo gerador versus barra infinita pode ser também estendida ao caso de sistemas com múltiplos geradores. Essa ferramenta de análise modal permite investigações como as que apontam os impactos da realimentação positiva da proteção antiilhamento dos geradores sobre a estabilidade do sistema de distribuição, os limites de penetração da geração distribuída em uma rede e também a interação entre múltiplos inversores de um mesmo sistema que possuam esta estratégia de controle antiilhamento.

4.4.1 Comparação entre Modelos Estático e Dinâmico da Rede

Nas seções 3.6.1, 3.6.2 e 3.7.1 foram discutidas duas abordagens para a modelagem da rede de distribuição: uma abordagem que representa os componentes da rede por equações diferenciais, denominado modelo dinâmico, e outra que descreve o sistema através de sua matriz admitância nodal, denominado modelo estático. Neste último caso foi destacado ainda que a matriz admitância nodal \mathbf{Y}_{bus} pode ser reduzida às barras internas de geração, o que simplifica o modelo linearizado de pequenas perturbações do sistema. A resposta transitória dos diferentes modelos do sistema à uma perturbação na forma de degrau na potência de referência dos geradores mostrada na Figura 3.28 indicou que o comportamento dinâmico do sistema é similar tanto para a representação dinâmica quanto para a estática.

Esses modelos podem ser também comparados através da análise modal. Na Figura 4.16 as raízes da equação característica $p(\lambda) = \det(\lambda\mathbf{E}-\mathbf{A})$ para três diferentes pares (\mathbf{E}, \mathbf{A}) do mesmo sistema são apresentadas conforme segue: um conjunto de autovalores em vermelho que representa o modelo dinâmico, um conjunto de autovalores em azul que representa o modelo estático sem redução às barras de geração e um conjunto de autovalores em preto que representa o modelo estático com redução às barras de geração¹⁰. Os autovalores na Figura 4.16(a) destacados por círculos estão relacionados com os modos dinâmicos dos componentes da rede: carga, alimentadores, transformadores e banco de capacitores. Como fora sugerido na seção 3.7.1, estes modos próprios do sistema possuem ou uma constante de tempo muito pequena ou uma frequência natural de oscilação muito maior que a dos pólos dominantes da dinâmica do sistema, que são destacados no interior do quadrado, e por isso é razoável que a dinâmica da rede seja desprezada nos estudos de estabilidade frente a pequenas perturbações. No interior do quadrado, o qual é ampliado na Figura 4.16(b), é possível observar com mais detalhes a similaridade de posição dos pólos do sistema conforme diferentes modelos da rede são adotados. Percebe-se que não há praticamente nenhuma diferença entre as representações estáticas e a dinâmica. Na Tabela 4.1 são apresentados os autovalores do sistema para os três casos. O modelo linearizado do sistema empregado nas análises realizadas no decorrer deste capítulo utiliza, portanto, o modelo estático reduzido da rede de distribuição.

¹⁰ De fato os autovalores que representam os modelos estáticos estão sobrepostos.

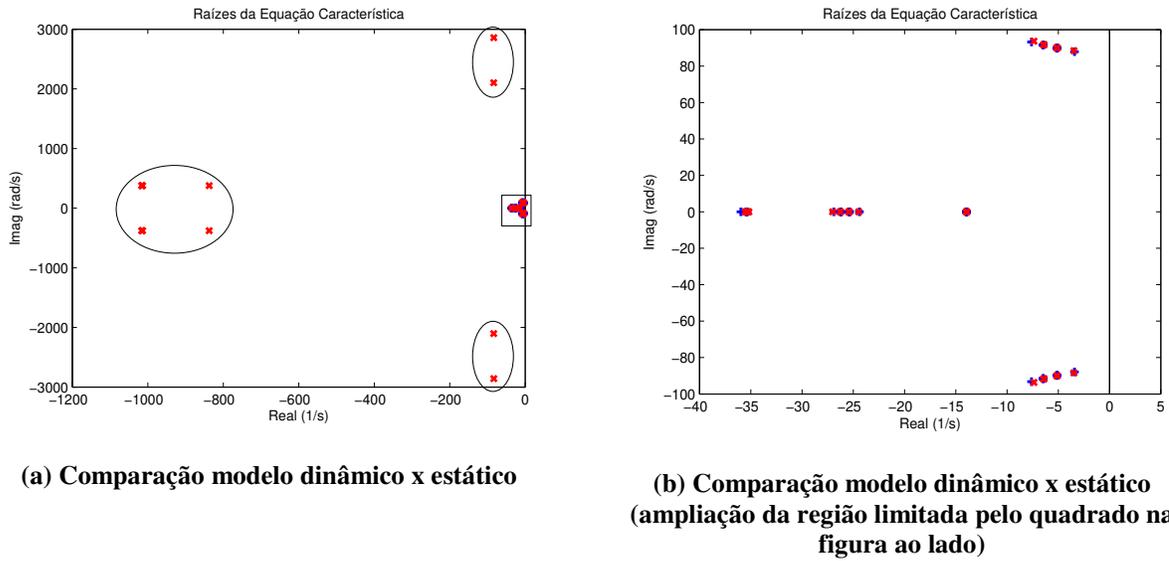


Figura 4.16 – Raízes da equação característica $p(\lambda) = \det(\lambda E - A)$ do sistema de múltiplos geradores sem realimentação positiva da proteção antiilhamento para diversos modelos da rede elétrica.

4.4.2 Curvas PK para Sistemas com Múltiplos Geradores

As curvas *PKs* discutidas previamente para o sistema gerador-barra infinita também podem ser aplicadas para análise de sistemas com múltiplos geradores como será discutido nesta seção. A Figura 4.17(a) apresenta os autovalores do sistema multi-geradores representado na Figura 3.19 para o ponto de operação e parâmetros listados no Apêndice C. Nota-se que este ponto de operação é estável para o dado ajuste da proteção antiilhamento com $K_{ff} = 0,01$, visto que o autovalor dominante está localizado no semi-plano complexo esquerdo. Se a potência ativa injetada por cada um dos quatro geradores for progressivamente incrementada de $P_{refj} = 0,10 p.u.$ até $P_{refj} = 0,50 p.u.$, os autovalores do sistema se deslocam no plano complexo como apresentado na Figura 4.17(b). Quando $P_{refj} = 0,42 p.u.$ o par de autovalores complexos conjugados críticos encontra-se na iminência de cruzar o eixo imaginário e levar o sistema à instabilidade, sugerindo que o valor crítico da potência ativa que cada gerador pode injetar na rede para esse ajuste de proteção antiilhamento é $0,42 p.u.$. Esta análise é análoga àquela feita na seção 4.2 e que levou à curva *PK* apresentada na seção 4.2.1. Curvas semelhantes para sistemas com múltiplos geradores podem ser obtidas para uma ampla possibilidade de variação dos n ajustes de proteção antiilhamento, n injeções de potência ativa na rede, diversas formas de controle dos inversores, localização dos geradores na rede, etc. O impacto da variação de alguns desses parâmetros é analisado a seguir através das curvas *PK*.

Tabela 4.1 – Autovalores finitos do sistema de múltiplos geradores: parâmetros do caso base com $K_f = 0$ e diferentes modelos da rede.

Modelo Dinâmico	Modelo Estático Não Reduzido	Modelo Estático Reduzido
-3,4739 + j88,4365	-3,4167 + j87,9061	-3,2542 + j87,7273
-3,4739 - j88,4365	-3,4167 - j87,9061	-3,2542 - j87,7273
-7,3773 + j93,6693	-7,6061 + j93,2422	-7,7066 + j93,3956
-7,3773 - j93,6693	-7,6061 - j93,2422	-7,7066 - j93,3956
-5,1376 + j90,0199	-5,1243 + j89,8433	-5,1243 + j89,8431
-5,1376 - j90,0199	-5,1243 - j89,8433	-5,1243 - j89,8431
-5,1093 + j89,9526	-5,0932 + j89,7712	-5,0930 + j89,7711
-5,1093 - j89,9526	-5,0932 - j89,7712	-5,0930 - j89,7711
-5,1201 + j89,9702	-5,1083 + j89,7934	-5,1083 + j89,7933
-5,1201 - j89,9702	-5,1083 - j89,7934	-5,1083 - j89,7933
-6,4225 + j91,7398	-6,4857 + j91,5940	-6,4857 + j91,5940
-6,4225 - j91,7398	-6,4857 - j91,5940	-6,4857 - j91,5940
-6,4087 + j91,6945	-6,4722 + j91,5485	-6,4722 + j91,5485
-6,4087 - j91,6945	-6,4722 - j91,5485	-6,4722 - j91,5485
-6,3996 + j91,6646	-6,4635 + j91,5182	-6,4635 + j91,5182
-6,3996 - j91,6646	-6,4635 - j91,5182	-6,4635 - j91,5182
-35,5473	-35,9562	-36,0153
-35,335	-35,479	-35,479
-35,2495	-35,3927	-35,3927
-35,1934	-35,3359	-35,3359
-13,9333	-13,934	-13,9342
-13,964	-13,9652	-13,966
-13,9472	-13,9479	-13,948
-13,9564	-13,957	-13,9571
-24,4652	-24,397	-24,3072
-27,0104	-26,8992	-26,9591
-25,421	-25,3655	-25,3654
-25,3942	-25,3935	-25,3935
-25,4073	-25,3797	-25,3796
-26,2593	-26,2234	-26,2234
-26,2506	-26,2143	-26,2143
-26,2453	-26,2088	-26,2088
-83,0836 + j2858,2890		
-83,0836 - j2858,2890		
-83,4628 + j2102,7480		
-83,4628 - j2102,7480		
-837,4665 + j377,6196		
-837,4665 - j377,6196		
-1013,5710 + j377,0920		
-1013,5710 - j377,0920		
-1015,6063 + j377,0889		
-1015,6063 - j377,0889		
-1015,9653 + j377,0884		
-1015,9653 - j377,0884		
	← Freqüência natural de oscilação muito maior que a dos pólos dominantes;	

	← Constante de tempo muito menor que a dos pólos dominantes;	

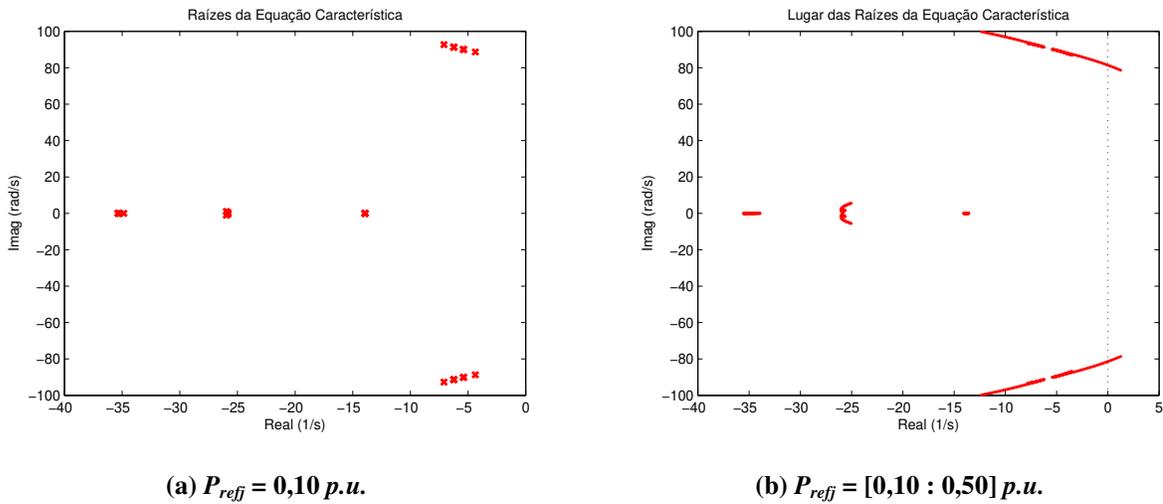


Figura 4.17 – Deslocamento das raízes da equação característica conforme o valor da injeção de potência ativa varia de $P_{refj} = 0,10 p.u.$ à $P_{refj} = 0,50 p.u.$

4.4.2.1 Quantidade de Geradores Distribuídos Conectados ao Alimentador

A análise a seguir mostra como a variação da quantidade de geradores conectados ao alimentador altera as margens de estabilidade dos inversores que já estavam ligados ao sistema. O caso ‘ n ’ GD indica que n geradores que injetam na rede a mesma potência ativa e possuem o mesmo ganho de realimentação positiva da proteção antiilhamento K_{ff} , $j = 1...n$ são instalados progressivamente nas barras 6, 7, 8 e 9 da rede de múltiplos geradores em estudo. Naturalmente, a penetração total da geração distribuída neste sistema – i.e., a soma de todas as n injeções de potência ativa – aumenta com o número de geradores instalados no alimentador, como indicado nos resultados da Figura 4.18, porém o limite individual de cada gerador é reduzido conforme indica o resultado apresentado na Figura 4.19. Essa redução no limite de estabilidade individual de cada gerador é resultado do efeito equivalente da realimentação positiva de todos os geradores que é acentuado conforme novos geradores são inseridos na rede.

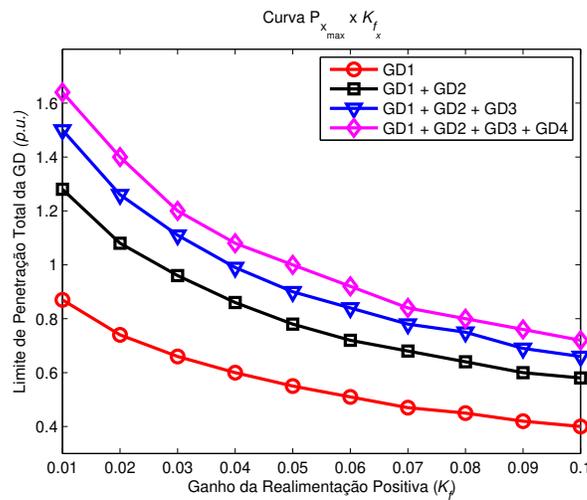


Figura 4.18 – Máxima penetração da geração distribuída para diferentes quantidades de geradores distribuídos conectados ao alimentador.

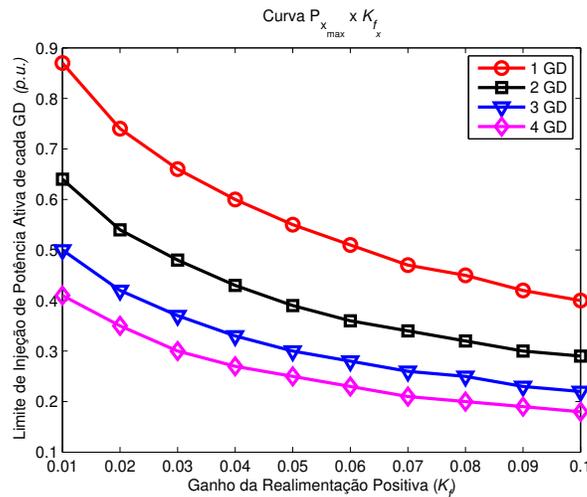


Figura 4.19 – Injeção limite de potência ativa de cada gerador individual para diversas quantidades de geradores distribuídos no sistema.

4.4.2.2 Localização dos Geradores

A análise a seguir foi realizada para investigar o impacto da distância elétrica entre um gerador e a subestação sobre sua margem de estabilidade. O mesmo gerador foi ligado ora à barra 6 ora à barra 9 do sistema da Figura 3.19. Para a mesma faixa de variação do ganho da realimentação positiva K_f , foi determinada a injeção de potência limite deste gerador caso ele fosse conectado à barra 6 e posteriormente caso ele fosse conectado à barra 9, através da análise modal. Os resultados apresentados na Figura 4.20 confirmam que o impacto da realimentação positiva é menor quando o gerador é conectado à uma barra mais forte (com maior nível de curto-circuito) do que em barras mais fracas (menor nível de curto-circuito). Sem geradores, o nível de

curto-circuito da barra 6 é de 3,26 *p.u.*, contra 3,14 *p.u.* da barra 9. Quanto mais forte for a barra a qual o gerador é conectado maior será sua margem de estabilidade a pequenas perturbações.

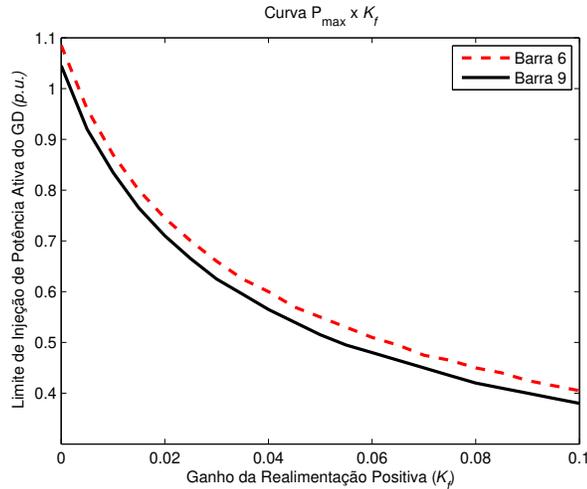


Figura 4.20 – Limite de estabilidade para a mesma injeção de potência ativa em diferentes pontos da rede.

4.4.3 Interação entre Múltiplos Geradores

A realimentação positiva da proteção antiilhamento de um gerador distribuído limita não só a injeção de potência do próprio gerador como também afeta a injeção dos demais geradores presentes na rede. Nesta análise considera-se somente os geradores GD1 e GD4 do sistema da Figura 3.19. Nos resultados da Figura 4.21 o gerador GD4 injeta uma potência fixa de $P_4 = 0,2$ *p.u.* A curva *PK* para o gerador GD1 é então obtida determinando-se o limite de injeção de potência ativa pelo gerador GD1 para diversos valores do ganho K_{f1} , para duas configurações de proteção antiilhamento do gerador GD4, $K_{f4} = 0,01$ e $K_{f4} = 0,10$. É fácil observar que o limite de estabilidade do gerador GD1 é alterado quando o ganho da realimentação positiva de outro gerador distribuído da rede é alterado. Quanto menor for o efeito da realimentação positiva do gerador GD4, maior é a margem de estabilidade do gerador GD1. Pode-se concluir que a estabilidade a pequenas perturbações de um gerador conectado via inversor com proteção antiilhamento por realimentação positiva será afetada pelo controle antiilhamento de outros geradores conectados no mesmo alimentador.

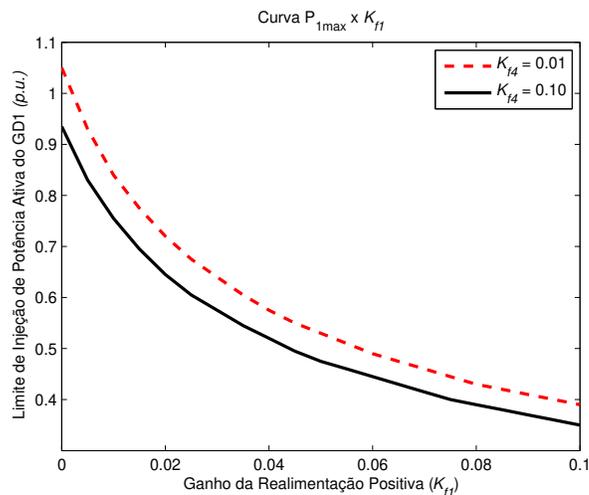


Figura 4.21 – Impacto da alteração do ganho K_{f4} da realimentação positiva do gerador GD4 sobre a margem de estabilidade do gerador GD1.

O carregamento é outro aspecto da operação de um gerador que possua proteção antiilhamento por realimentação positiva que interfere na estabilidade de outros inversores conectados no mesmo alimentador. Nos resultados apresentados na Figura 4.22 o gerador GD4 tem sua proteção antiilhamento ajustada com $K_{f4} = 0,10$. A curva PK do gerador GD1 é obtida então para dois carregamentos distintos do gerador GD4, $P_4 = 0,10 p.u.$ e $P_4 = 0,30 p.u.$ Ocorre que a margem de estabilidade do gerador GD1 é reduzida quando a penetração do gerador GD4 aumenta, evidenciando novamente a interação existente entre os dois equipamentos. Essa situação é inclusive mais conflitante que a analisada na Figura 4.21, pois a injeção de potência desses geradores normalmente varia sensivelmente ao longo do tempo, o que pode resultar em problemas na operação para um outro inversor remoto no mesmo alimentador mesmo que este não tenha variado seu carregamento. Por exemplo, supondo que em um dado instante a configuração de operação seja $P_1 = 0,6 p.u.$, $P_4 = 0,1 p.u.$, $K_{f1} = 0,02$ e $K_{f4} = 0,10$. Através das curvas PK da Figura 4.22 verifica-se que este ponto de operação é estável à pequenas perturbações. Em um instante posterior, acompanhando uma curva de variação de carga naturalmente imposta, o gerador GD4 passa a operar com $P_4 = 0,3 p.u.$ e as demais configurações são mantidas. O gerador GD1 não é mais capaz de operar neste ponto por falta de amortecimento, pois o efeito do SFS , apesar de não ter sido alterado, agora é alto o suficiente para desestabilizar o gerador GD1.

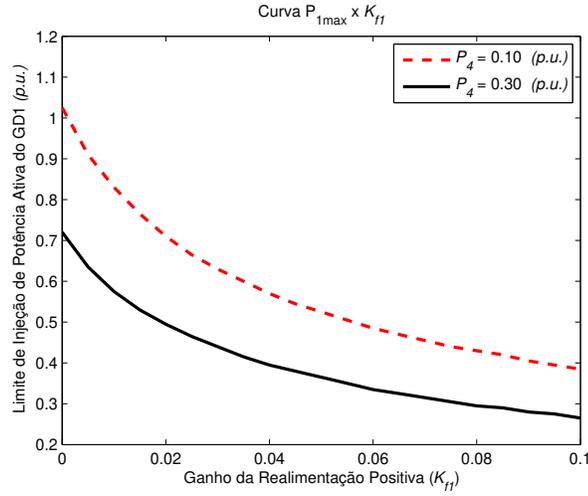


Figura 4.22 – Impacto da penetração do gerador GD4 sobre a margem de estabilidade do gerador GD1.

4.5 Fatores de Participação Modal

Os fatores de participação modal informam o grau de influência de cada variável de estado sobre o modo crítico através do cálculo dos autovetores. Portanto, essa informação pode ser empregada para determinar qual o gerador ou a malha de controle que mais afeta adversamente a estabilidade do sistema. Antes da determinação desses fatores é necessária uma pequena manipulação no modelo linearizado do sistema (4.1) que elimine as variáveis de estado algébricas do sistema.

Seja $\Delta x = [\Delta x_d \quad \Delta x_a]^T$ em que Δx_d são as variáveis de estado dinâmicas e Δx_a são as variáveis de estado algébricas. O sistema descritor (4.1) é reescrito como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{E}_1 & \mathbf{E}_2 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \dot{x}_d(t) \\ \Delta \dot{x}_a(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_1 & \mathbf{A}_2 \\ \mathbf{A}_3 & \mathbf{A}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_d(t) \\ \Delta x_a(t) \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{E}_1 \Delta \dot{x}_d(t) + \mathbf{E}_2 \Delta \dot{x}_a(t) = \mathbf{A}_1 \Delta x_d(t) + \mathbf{A}_2 \Delta x_a(t)$$

$$0 = \mathbf{A}_3 \Delta x_d(t) + \mathbf{A}_4 \Delta x_a(t) \Rightarrow \Delta x_a(t) = -(\mathbf{A}_4^{-1} \cdot \mathbf{A}_3) \Delta x_d(t) \quad (4.8)$$

Portanto:

$$\mathbf{E}_1 \Delta \dot{x}_d(t) - (\mathbf{E}_2 \cdot \mathbf{A}_4^{-1} \cdot \mathbf{A}_3) \Delta \dot{x}_d(t) = \mathbf{A}_1 \Delta x_d(t) - (\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{A}_4^{-1} \cdot \mathbf{A}_3) \Delta x_d(t)$$

$$[\mathbf{E}_1 - (\mathbf{E}_2 \cdot \mathbf{A}_4^{-1} \cdot \mathbf{A}_3)] \Delta \dot{x}_d(t) = [\mathbf{A}_1 - (\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{A}_4^{-1} \cdot \mathbf{A}_3)] \Delta x_d(t)$$

$$\Delta \dot{x}_d(t) = \left\{ \left[\mathbf{E}_1 - (\mathbf{E}_2 \cdot \mathbf{A}_4^{-1} \cdot \mathbf{A}_3) \right]^{-1} \cdot \left[\mathbf{A}_1 - (\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{A}_4^{-1} \cdot \mathbf{A}_3) \right] \right\} \Delta x_d(t)$$

$$\begin{cases} \Delta \dot{x}_d(t) = \mathbf{M} \Delta x_d(t) \\ \mathbf{M} = (\mathbf{E}_1 - \mathbf{E}_2 \mathbf{A}_4^{-1} \mathbf{A}_3)^{-1} (\mathbf{A}_1 - \mathbf{A}_2 \mathbf{A}_4^{-1} \mathbf{A}_3) \end{cases} \quad (4.9)$$

O sistema algébrico-diferencial da equação (4.1) é equivalente ao sistema diferencial da equação (4.9). O fator de participação p_{ki} é uma medida da participação relativa da k -ésima variável de estado no i -ésimo modo próprio do sistema (4.9).

O modelo da rede de múltiplos geradores da Figura 3.19 reduzido às variáveis diferenciais é de ordem 32, considerando que os geradores são equipados com o *SFS*, pois é composto por quatro geradores cujos modelos individuais são de oitava ordem. O lugar das raízes da equação característica (modos) do sistema é apresentado na Figura 4.17(b). Como visto anteriormente, para uma injeção de potência ativa de $P_{ref} = 0,42$ p.u. o sistema encontra-se no limite da estabilidade. Para este ponto de operação, os módulos dos fatores de participação das 32 variáveis de estado em relação ao modo crítico λ_c , aquele que encontra-se na iminência de cruzar o eixo imaginário, são apresentados na Figura 4.23 e foram calculados como se segue:

$$p_{ki} = \phi_{ki} \psi_{ik} \quad (4.10)$$

Onde ϕ_{ki} é o elemento k,i da matriz Φ e ψ_{ik} é o elemento i,k da matriz Ψ . A matriz Φ é a matriz dos autovetores da matriz \mathbf{M} do sistema (4.9), na qual cada coluna é um autovetor associado à um autovalor da matriz \mathbf{M} . Além do mais, a matriz Ψ é a inversa da matriz Φ .

Os quatro geradores deste sistema são idênticos, a menos da barra na qual estão conectados, assim, a análise dos fatores de participação da Figura 4.23 indica que, quanto mais distante da subestação for instalado o gerador (GD4), maior é a sua contribuição adversa para o modo crítico de estabilidade do sistema.

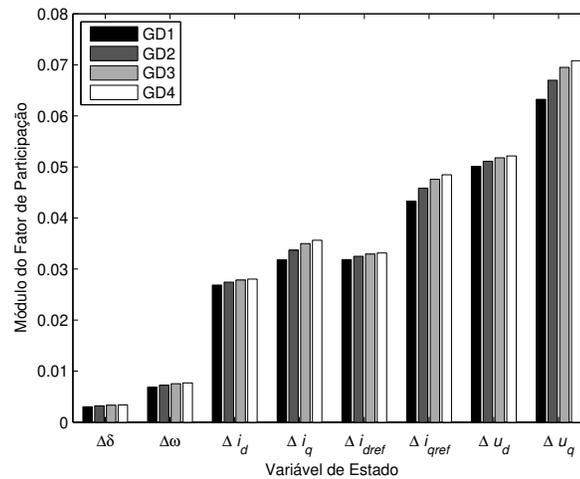


Figura 4.23 – Fatores de participação das variáveis de estado no modo crítico do sistema.

4.6 Comentários Finais

Este capítulo apresentou um estudo dos impactos dos esquemas de proteção antiilhamento baseados no conceito de realimentação positiva sobre a estabilidade a pequenas perturbações dos geradores conectados via inversores utilizando análise modal dos modelos linearizados desenvolvidos no Capítulo 3. Verificou-se que há uma potência máxima que o gerador pode injetar para cada valor de ganho de realimentação positiva, sendo que para analisar esta questão pode-se empregar a curva *PK*. Portanto, tal forma de proteção pode limitar o uso pleno do gerador. Observou-se também que esses impactos são distintos entre um gerador com controle de injeção de corrente e um com controle de injeção de potência. Os limites impostos pela realimentação positiva são mais restritivos para o gerador que possui regulação da injeção de potência.

Nas redes que possuem múltiplos geradores, a análise modal e o cálculo dos fatores de participação são ferramentas úteis na avaliação dos impactos da realimentação positiva sobre a operação do sistema. Os resultados indicam que podem ocorrer interações adversas entre a proteção de diferentes geradores de forma que a instalação de um novo gerador pode limitar consideravelmente a potência máxima de outro gerador já conectado na rede. Uma discussão adicional sobre uma melhor representação da rede e da carga nos modelos de pequenas perturbações sugere que, nos casos analisados, os modelos dinâmicos não resultaram em resultados significativamente mais precisos que os obtidos através dos modelos estáticos.

Os resultados apresentados neste capítulo sugerem ainda um conflito no ajuste da realimentação positiva da proteção antiilhamento: o ganho não pode ser muito elevado para não prejudicar a operação do inversor em paralelo com a rede, mas também não pode ser muito pequeno a ponto de inviabilizar a detecção do ilhamento em tempo hábil.

Capítulo 5

Conclusões

Entre uma série de métodos apresentados no Capítulo 2, aqueles que inserem uma malha de realimentação positiva no controle dos inversores de frequência têm se firmado como padrão da indústria para proteção antiilhamento de geradores conectados via conversores eletrônicos. Essa idéia tem sido comercialmente utilizada pelos fabricantes para que tais equipamentos atendam aos rígidos padrões técnicos que regulam a conexão de geradores nas redes de distribuição de energia elétrica. A idéia geral por trás dos mecanismos de proteção antiilhamento discutidos nesta dissertação é perturbar continuamente a operação do inversor em paralelo com a rede elétrica para que as proteções de sub/sobre tensão e frequência embutidas no equipamento desconectem o gerador do sistema de distribuição caso ocorra um ilhamento. A priori essa perturbação não é (ou não deveria ser) suficientemente forte para tornar o gerador instável durante operação em paralelo com o sistema, surtindo efeito somente quando tais geradores perdem conexão com a fonte principal de energia.

Tais métodos de proteção antiilhamento, contudo, se esforçam para desestabilizar continuamente a operação do gerador, portanto, é importante entender como essa técnica pode afetar a estabilidade frente a pequenas perturbações de sistemas com múltiplos geradores. Para realizar essa análise, modelos linearizados dos principais representantes comerciais desse esquema de proteção foram desenvolvidos. Tais modelos foram exaustivamente validados, considerando pequenas perturbações, comparando os resultados no domínio do tempo obtidos com os modelos detalhados desenvolvidos para análise de transitórios eletromagnéticos com os resultados obtidos com a integração do modelo linearizado representado no espaço de estados.

Após a validação dos modelos linearizados, esses foram empregados para realizar um amplo estudo sobre a estabilidade frente a pequenas perturbações de geradores com proteção antiilhamento baseada no conceito de realimentação positiva via análise modal. Verificou-se que na presença desses dispositivos de proteção, a máxima potência que um gerador pode injetar na rede pode ser limitada dependendo do ganho da realimentação positiva. Para analisar esta questão

de uma forma mais geral, foi sugerido o uso das curvas que relacionam a potência crítica com o ganho da realimentação positiva, as quais são denominadas curvas *PK* e podem ser empregadas para balizar o projeto desses geradores.

Assim, considera-se que as principais contribuições desta dissertação de mestrado são: desenvolvimento e disponibilização de modelos linearizados para análise de estabilidade frente a pequenas perturbações de geradores conectados via inversores com proteção antiilhamento baseada no conceito de realimentação positiva e apresentação de um estudo completo e amplo dos impactos dessa técnica de proteção sobre a estabilidade frente a pequenas perturbações de redes de distribuição com múltiplos geradores distribuídos.

5.1 Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros, têm-se:

- Empregar os modelos linearizados juntamente com técnicas modernas de controle linear para projetar de forma ótima o ganho da realimentação positiva considerando simultaneamente a capacidade de detecção de ilhamento e a máxima injeção de potência permissível;
- Empregar os modelos linearizados para investigar a interação entre os parâmetros dos controladores PIs das malhas de regulação de potência e de corrente com os ganhos da realimentação positiva;
- Investigar o uso desse conceito de proteção antiilhamento com geradores síncronos e de indução considerando aspectos de estabilidade frente a pequenas perturbações;
- Analisar inversores que possuam controladores com ganho de estatismo (*droop*) entre potência ativa e frequência $P\omega$ e entre potência reativa e tensão QV .

Referências Bibliográficas

- [1] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., & Strbac, G. (2000). *Embedded Generation*. Londres: The Institution of Electrical Engineers (IEE).
- [2] Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57, pp. 195-204.
- [3] Daly, P., & Morrison, J. (2001). Understanding the Potential Benefits of Distributed Generation on Power Delivery Systems. *Rural Electric Power Conference*, (pp. A2/1-A2/13).
- [4] National Rural Electric Cooperative Association. (2007). *White Paper on Distributed Generation*. NRECA.
- [5] CIGRE Working Group 37.23. (1999). *Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System*. CIGRE.
- [6] Driesen, J., & Belmans, R. (2006). Distributed generation: challenges and possible solutions. *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, (pp. 1-6).
- [7] IEA PVPS. (2009). *Trends in Photovoltaic Applications Survey Report of Selected IEA countries between 1992 and 2008 Report IEA-PVPS T1-18:2009*. IEA PVPS.
- [8] Xu, W., Mauch, K., & Martel, S. (2004). *An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada*. Varennes: CANMET.
- [9] Bower, W., & Ropp, M. (2002). *Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-Interactive Power Systems*. IEA PVPS.
- [10] Katiraei, F., Abbey, C., Tang, S., & Gauthier, M. (2008). Planned Islanding on Rural Feeders - Utility Perspective. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, (pp. 1-6).
- [11] Gauthier, M., Abbey, C., Katiraei, F., Pepin, J., Plamondon, M., & Simard, G. (2007). Planned Islanding as a Distribution System Operation Tool for Reliability Enhancement. *19th International Conference on Electricity Distribution* (pp. 1-4). Vienna: CIRED.

- [12] BC Hydro. (2006). *Distribution Power Generator Islanding Guidelines*. BC Hydro.
- [13] CPFL Energia. (2007). *Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL*. CPFL Energia.
- [14] ELEKTRO. (2009). *Ligação de Autoprodutores ou Produtores Independentes em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão da ELEKTRO*. ELEKTRO.
- [15] BC Hydro. (2010). *35 kV and Below Interconnection Requirements for Power Generators*. BC Hydro.
- [16] ATCO Electric. (2002). *Standard for the Interconnection of Generators to ATCO Electric's Distribution system*. ATCO Electric.
- [17] EPCOR. (2002). *Technical Guideline For Interconnection Of Generators To The Distribution System*. EPCOR.
- [18] IEEE. (2000). *IEEE Std 929™-2000 IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- [19] IEEE. (2008). *IEEE Std 1547™-2003 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- [20] International Electrotechnical Commission. (2008). *IEC 62116 - Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters*. IEC.
- [21] Underwriters Laboratories. *UL1741 Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources*. UL.
- [22] Vieira, J. C. (2006). *Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Tese de Doutorado - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- [23] Higasa, H., Ishikawa, F., Matsumura, S., Sakata, S., & Kumano, M. (1992). *Interconnection for Electric Power System Patente N° 5.111.377*. United States of America.
- [24] Stevens, J., Bonn, R., Ginn, J., Gonzalez, S., & Kern, G. (2000). *Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems*. Sandia National Laboratories.

- [25] Ye, Z., Walling, R., Garces, L., Zhou, R., Li, L., & Wang, T. (2004). *Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters*. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [26] Wang, X. (2008). *Investigation of Positive Feedback Anti-Islanding Scheme for Inverter-Based Distributed Generation*. Edmonton: PhD Thesis - Department of Electrical and Computer Engineering - University of Alberta.
- [27] Persson, D. (2007). *Islanding detection in power electronic converter based distributed generation*. Lund: M.Sc. Thesis - Department of Industrial Electrical Engineering and Automation - Lund University.
- [28] Freitas, W. (2008). *Métodos para Análise de Proteção Anti-ilhamento de Geradores Distribuídos*. Campinas: Tese de Livre Docência - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- [29] Xantrex Technology Inc. <http://www.xantrex.com/>
- [30] Latronic Sunpower Pty Ltd. <http://www.latronics.com>
- [31] Ye, Z. (2004). *Study and Development of Anti-Islanding Control for Synchronous Machine-Based Distributed Generators*. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [32] Du, P., Nelson, J. K., & Ye, Z. (2005). Active anti-islanding schemes for synchronous-machine-based distributed generators. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152 (5), pp. 597-606.
- [33] Coelho, E., Cortizo, P., & Garcia, P. (2002). Small-Signal Stability for Parallel-Connected Inverters in Stand-Alone AC Supply Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 38 (2), pp. 533-542.
- [34] Coelho, E., Cortizo, P., & Garcia, P. (1999). Small-Signal Stability for Single Phase Inverter Connected to Stiff AC System. *34th IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Vol. 4*, pp. 2180-2187.
- [35] Coelho, E. (2000). *Técnicas de Controle Aplicadas ao Paralelismo de Inversores*. Belo Horizonte: Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Minas Gerais.

- [36] Hydro-Québec. (2005). *SimPowerSystems™ 4 User's Guide*. The MathWorks™.
- [37] Ropp, M., Aaker, K., Haigh, J. & Sabbah, N. (2000). Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding. *Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, (pp. 1675-1678).
- [38] Kitamura, A., Okamoto, M., Yamamoto, F., Nakaji, K., Matsuda, H. & Hotta, K. (1994). Islanding Phenomenon Elimination Study at Rokko Test Center (Characteristics Comparison of the Reactor Method and Capacitor Method). *Proceedings of the 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, (pp. 759-762).
- [39] Xu, W., Zhang, G., Li, C., Wang, W., Wang, G., & Kliber, J. (2007). A Power Line Signaling Based Technique for Anti-Islanding Protection of Distributed Generators—Part I: Scheme and Analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22 (3), pp. 1758-1766.
- [40] Wang, W., Kliber, J., & Xu, W. (2009). A Scalable Power-Line-Signaling-Based Scheme for Islanding Detection of Distributed Generators. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24 (2), pp. 903-909.
- [41] Ye, Z., Kolwalkar, A., Zhang, Y., Du, P., & Walling, R. (2004). Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 19 (5), pp. 1171-1176.
- [42] Jones, R., Sims, T. & Imece, A. (1988). *Investigation of Potential Islanding of Dispersed Photovoltaic Systems*. Sandia National Laboratories.
- [43] Freitas, W., Xu, W., Affonso, C.M. & Huang, Z. (2005). Comparative Analysis Between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20 (2), pp. 1315-1324.
- [44] Ropp, M., Begovic, M., & Rohatgi, A. (1999). Prevention of Islanding in Grid-connected Photovoltaic Systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 7, pp. 39-59.
- [45] Ishikawa, T. (2002). *Grid-connected Photovoltaic Power Systems: Survey of Inverter and Related Protection Equipments*. IEA PVPS.

- [46] Mohr, M. & Fuchs, F. (2006). Comparison of Three Phase Current Source Inverters and Voltage Source Inverters Linked with DC to DC Boost Converters for Fuel Cell Generation Systems. *2005 European Conference on Power Electronics and Applications*.
- [47] Freitas, W., Morelato, A., Xu, W. & Sato, F. (2005). Impacts of AC Generators and DSTATCOM Devices on the Dynamic Performance of Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20 (2), pp. 1493-1501.
- [48] Mohan, N., Undeland, T., & Robbins, W. (2007). *Power Electronics Converters, Applications and Design* (3 ed.). John Wiley & Sons.
- [49] Dick, E., & Narang, A. (2005). *Canadian Urban Benchmark Distribution Systems*. Varennes: CANMET.
- [50] Katiraei, F., Iravani, M., & Lehn, P. (2007). Small-Signal Dynamic Model of a Micro-Grid Including Conventional and Electronically Interfaced Distributed Resources. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 1 (3), pp. 369-378.
- [51] Katiraei, F., & Iravani, M. (2006). Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (4), pp. 1821-1831.
- [52] Parniani, M., & Iravani, M. (1995). Computer Analysis of Small-Signal Stability of Power Systems Including Network Dynamics. *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, 142 (6), pp. 613-617.
- [53] Virnik, E. (2008). Stability analysis of positive descriptor systems. *Linear Algebra and its Applications*, pp. 2640-2659.
- [54] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. Electric Power Research Institute.
- [55] Zeineldin, H., El-Saadany, E., & Salama, M. (2006). Impact of DG Interface Control on Islanding Detection and Nondetection Zones. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21 (3), pp. 1515-1523.

Apêndice A

Linearização das Equações dos Modelos dos *IBDGs*

O modelo de pequenas perturbações do *IBDG* descrito no Capítulo 3 é definido pelas seguintes equações linearizadas:

A.1 Modelo do Inversor

$$\Delta u_d = L_s p \Delta i_d \quad (\text{A.1})$$

$$\Delta u_q = L_s p \Delta i_q \quad (\text{A.2})$$

$$p \Delta u_d = k_{pi} p (\Delta i_{dref} - \Delta i_d) + k_{ii} (\Delta i_{dref} - \Delta i_d) \quad (\text{A.3})$$

$$p \Delta u_q = k_{pi} p (\Delta i_{qref} - \Delta i_q) + k_{ii} (\Delta i_{qref} - \Delta i_q) \quad (\text{A.4})$$

$$p \Delta i_{dref} = k_{pp} p (\Delta P_{ref} - \Delta P) + k_{ip} (\Delta P_{ref} - \Delta P) \quad (\text{A.5})$$

$$p \Delta i_{qref} = k_{pp} p (\Delta Q_{ref} - \Delta Q) + k_{ip} (\Delta Q_{ref} - \Delta Q) \quad (\text{A.6})$$

$$\Delta P = v_{d0} \Delta i_d + i_{d0} \Delta v_d + v_{q0} \Delta i_q + i_{q0} \Delta v_q \quad (\text{A.7})$$

$$\Delta Q = v_{d0} \Delta i_q + i_{q0} \Delta v_d - v_{q0} \Delta i_d - i_{d0} \Delta v_q \quad (\text{A.8})$$

$$p \Delta \omega_{PLL} = k_{pPLL} p \Delta v_q + k_{iPLL} \Delta v_q \quad (\text{A.9})$$

$$p \Delta \delta_{PLL} = \Delta \omega_{PLL} \quad (\text{A.10})$$

As entradas do controle do inversor são os sinais de referência de injeção de potência ativa e reativa ΔP_{ref} e ΔQ_{ref} . Se o inversor for do tipo controle de corrente constante, as equações (A.5)–(A.8) são suprimidas e a entrada do controle passa a ser os sinais de referência de corrente Δi_{dref} e Δi_{qref} .

A.2 Controle Antiilhamento por Realimentação Positiva

A.2.1 SFS

$$\Delta\theta_f + T_\omega p\Delta\theta_f = \frac{\pi}{2} K_f T_\omega p\Delta\omega_{PLL} \quad (\text{A.11})$$

$$\Delta i_{dref}^* = \cos\theta_{f0}\Delta i_{dref} - \text{sen}\theta_{f0}\Delta i_{qref} - i_{d0}\text{sen}\theta_{f0}\Delta\theta_f - i_{q0}\cos\theta_{f0}\Delta\theta_f \quad (\text{A.12})$$

$$\Delta i_{qref}^* = \cos\theta_{f0}\Delta i_{qref} + \text{sen}\theta_{f0}\Delta i_{dref} - i_{q0}\text{sen}\theta_{f0}\Delta\theta_f + i_{d0}\cos\theta_{f0}\Delta\theta_f \quad (\text{A.13})$$

As equações (A.3) e (A.4) são alteradas para:

$$p\Delta u_d = k_{pi}p(\Delta i_{dref}^* - \Delta i_d) + k_{ii}(\Delta i_{dref}^* - \Delta i_d) \quad (\text{A.14})$$

$$p\Delta u_q = k_{pi}p(\Delta i_{qref}^* - \Delta i_q) + k_{ii}(\Delta i_{qref}^* - \Delta i_q) \quad (\text{A.15})$$

Para esquemas de proteção antiilhamento por realimentação positiva diferentes do SFS, os sinais Δi_{dref}^* e Δi_{qref}^* são os próprios sinais Δi_{dref} e Δi_{qref} , respectivamente.

A.2.2 SVS

$$\Delta V_f + T_\omega p\Delta V_f = (K_p P_{ref} + K_v) T_\omega p\Delta V \quad (\text{A.16})$$

O regulador de potência ativa (A.5) é alterado para:

$$p\Delta i_{dref} = k_{pp}p(\Delta P_{ref} - \Delta P + \Delta V_f) + k_{ip}(\Delta P_{ref} - \Delta P + \Delta V_f) \quad (\text{A.17})$$

A.2.3 GEFS

$$\Delta i_{qp} = K_f \Delta\omega_{PLL} \quad (\text{A.18})$$

O controle de corrente em quadratura (A.4) é alterado para:

$$p\Delta u_q = k_{pi}p(\Delta i_{qref} - \Delta i_q + \Delta i_{qp}) + k_{ii}(\Delta i_{qref} - \Delta i_q + \Delta i_{qp}) \quad (\text{A.19})$$

A.2.4 GEVS

$$\Delta i_{dp} = K_v \Delta v_d \quad (\text{A.20})$$

O controle de corrente direta (A.3) é alterado para:

$$p\Delta u_d = k_{pi}p(\Delta i_{dref} - \Delta i_d + \Delta i_{dp}) + k_{ii}(\Delta i_{dref} - \Delta i_d + \Delta i_{dp}) \quad (\text{A.21})$$

A.3 Sistema com um Gerador

A.3.1 Modelo da Rede

$$\Delta v_d = R\Delta i_{Nd} + Lp\Delta i_{Nd} - \omega_0 L\Delta i_{Nq} - Li_{Nq0}\Delta\omega_{PLL} - E \text{sen}(\delta_0)\Delta\delta_{PLL} \quad (\text{A.22})$$

$$\Delta v_q = R\Delta i_{Nq} + Lp\Delta i_{Nq} + \omega_0 L\Delta i_{Nd} + Li_{Nd0}\Delta\omega_{PLL} - E \text{cos}(\delta_0)\Delta\delta_{PLL} \quad (\text{A.23})$$

$$\Delta i_d = \Delta i_{Rd} + \Delta i_{Ld} + \Delta i_{Cd} + \Delta i_{Nd} \quad (\text{A.24})$$

$$\Delta i_q = \Delta i_{Rq} + \Delta i_{Lq} + \Delta i_{Cq} + \Delta i_{Nq} \quad (\text{A.25})$$

A.3.2 Modelo da Carga (RLC paralela)

$$\Delta i_{Rd} = \frac{1}{R_L} \Delta v_d \quad (\text{A.26})$$

$$\Delta i_{Rq} = \frac{1}{R_L} \Delta v_q \quad (\text{A.27})$$

$$\Delta v_d = L_L p\Delta i_{Ld} - \omega_0 L_L \Delta i_{Lq} - L_L i_{Lq0} \Delta\omega_{PLL} \quad (\text{A.28})$$

$$\Delta v_q = L_L p\Delta i_{Lq} + \omega_0 L_L \Delta i_{Ld} + L_L i_{Ld0} \Delta\omega_{PLL} \quad (\text{A.29})$$

$$\Delta i_{Cd} = C_L p\Delta v_d - \omega_0 C_L \Delta v_q - C_L v_{q0} \Delta\omega_{PLL} \quad (\text{A.30})$$

$$\Delta i_{Cq} = C_L p\Delta v_q + \omega_0 C_L \Delta v_d + C_L v_{d0} \Delta\omega_{PLL} \quad (\text{A.31})$$

Nas equações (A.5) e (A.6) que descrevem o regulador de potência observa-se a derivada dos sinais de entrada ΔP_{ref} e ΔQ_{ref} . Como a representação de um sistema descritor na forma canônica (3.54) só acomoda derivada das variáveis de estado, utiliza-se o artifício de incluir as m entradas no conjunto de estados do sistema. Torna-se necessária então a inclusão de m equações adicionais ao modelo, que são as equações de igualdade entre as variáveis de estado ΔP_{ref} e ΔQ_{ref} e as entradas ΔP_{ref} e ΔQ_{ref} .

$$\Delta P_{ref} - \Delta P_{ref} = 0 \quad (A.32)$$

$$\Delta Q_{ref} - \Delta Q_{ref} = 0 \quad (A.33)$$

A.4 Geradores múltiplos

A.4.1 Modelo estático da rede

$$\begin{bmatrix} \Delta i_x \\ \Delta i_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{G}_{bus} - \mathbf{B}_{bus} \\ \mathbf{B}_{bus} \quad \mathbf{G}_{bus} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta v_x \\ \Delta v_y \end{bmatrix} \quad (A.34)$$

A.4.2 Modelo dinâmico da rede

$$\begin{bmatrix} \Delta v_{Lx} \\ \Delta v_{Ly} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_L + L_L p & -\omega_0 L_L \\ \omega_0 L_L & R_L + L_L p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_{Lx} \\ \Delta i_{Ly} \end{bmatrix} \quad (A.35)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta v_{Fx}^1 \\ \Delta v_{Fy}^1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta v_{Fx}^2 \\ \Delta v_{Fy}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_F + L_F p & -\omega_0 L_F \\ \omega_0 L_F & R_F + L_F p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_{Fx} \\ \Delta i_{Fy} \end{bmatrix} \quad (A.36)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta v_{Tx}^1 \\ \Delta v_{Ty}^1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta v_{Tx}^2 \\ \Delta v_{Ty}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_T p & -\omega_0 L_T \\ \omega_0 L_T & L_T p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_{Tx} \\ \Delta i_{Ty} \end{bmatrix} \quad (A.37)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{Cx} \\ \Delta i_{Cy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_C p & -\omega_0 C_C \\ \omega_0 C_C & C_C p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta v_{Cx} \\ \Delta v_{Cy} \end{bmatrix} \quad (A.38)$$

$$\begin{aligned} \sum_{b \in \Omega_k} \Delta i_{kb_x} &= 0 \\ \sum_{b \in \Omega_k} \Delta i_{kb_y} &= 0 \end{aligned} \quad (A.39)$$

A.4.3 Equações de interface entre os modelos da rede e dos geradores

$$\Delta \mathbf{v}_d = \mathbf{C}_0 \Delta \mathbf{v}_x + \mathbf{S}_0 \Delta \mathbf{v}_y + (\mathbf{v}_{y0} \mathbf{C}_0 - \mathbf{v}_{x0} \mathbf{S}_0) \Delta \delta \quad (A.40)$$

$$\Delta \mathbf{v}_q = -\mathbf{S}_0 \Delta \mathbf{v}_x + \mathbf{C}_0 \Delta \mathbf{v}_y - (\mathbf{v}_{x0} \mathbf{C}_0 + \mathbf{v}_{y0} \mathbf{S}_0) \Delta \delta \quad (A.41)$$

$$\Delta \mathbf{i}_x = \mathbf{C}_0 \Delta \mathbf{i}_d - \mathbf{S}_0 \Delta \mathbf{i}_q - (\mathbf{i}_{q0} \mathbf{C}_0 + \mathbf{i}_{d0} \mathbf{S}_0) \Delta \delta \quad (A.42)$$

$$\Delta \mathbf{i}_y = \mathbf{S}_0 \Delta \mathbf{i}_d + \mathbf{C}_0 \Delta \mathbf{i}_q + (\mathbf{i}_{d0} \mathbf{C}_0 - \mathbf{i}_{q0} \mathbf{S}_0) \Delta \delta \quad (\text{A.43})$$

A.5 Matrizes

A matriz de estados \mathbf{A} , a matriz de massas \mathbf{E} , a matriz de entradas \mathbf{B} , o vetor de estados Δx e o vetor de entradas Δu dos modelos desenvolvidos são apresentados a seguir:

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ \cos(\theta_{f0}) & -\sin(\theta_{f0}) \\ \sin(\theta_{f0}) & \cos(\theta_{f0}) \end{bmatrix}$$

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta v_d \\ \Delta v_q \\ \Delta i_d \\ \Delta i_q \\ \Delta i_{Nd} \\ \Delta i_{Nq} \\ \Delta i_{Rd} \\ \Delta i_{Rq} \\ \Delta i_{Ld} \\ \Delta i_{Lq} \\ \Delta i_{Cd} \\ \Delta i_{Cq} \\ \Delta u_d \\ \Delta u_q \\ \Delta \delta_{PLL} \\ \Delta \omega_{PLL} \\ \Delta \theta_f \\ \Delta i_{dref}^* \\ \Delta i_{qref}^* \end{bmatrix}$$

$$\Delta u = \begin{bmatrix} \Delta i_{dref} \\ \Delta i_{qref} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta v_d \\ \Delta v_q \\ \Delta i_d \\ \Delta i_q \\ \Delta i_{Nd} \\ \Delta i_{Nq} \\ \Delta i_{Rd} \\ \Delta i_{Rq} \\ \Delta i_{Ld} \\ \Delta i_{Lq} \\ \Delta i_{Cd} \\ \Delta i_{Cq} \\ \Delta u_d \\ \Delta u_q \\ \Delta \delta_{PLL} \\ \Delta \omega_{PLL} \\ \Delta i_{qp} \\ \Delta i_{dref} \\ \Delta i_{qref} \end{bmatrix}$$

$$\Delta u = \begin{bmatrix} \Delta i_{dref} \\ \Delta i_{qref} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \Delta x = \begin{bmatrix} \Delta v_d \\ \Delta v_q \\ \Delta i_d \\ \Delta i_q \\ \Delta i_{Nd} \\ \Delta i_{Nq} \\ \Delta i_{Rd} \\ \Delta i_{Rq} \\ \Delta i_{Ld} \\ \Delta i_{Lq} \\ \Delta i_{Cd} \\ \Delta i_{Cq} \\ \Delta u_d \\ \Delta u_q \\ \Delta \delta_{PLL} \\ \Delta \omega_{PLL} \\ \Delta i_{dp} \\ \Delta i_{dref} \\ \Delta i_{qref} \end{bmatrix} \quad \Delta u = \begin{bmatrix} \Delta i_{dref} \\ \Delta i_{qref} \end{bmatrix}$$

Apêndice B

Biblioteca *IBDGlib*

Os detalhes da implementação do modelo contínuo não-linear dos inversores desenvolvido no Capítulo 3 para análise de transitórios eletromagnéticos são apresentados neste apêndice.

Os modelos do inversor apresentado no Capítulo 3 foram implementados para simulação juntamente com os demais modelos da biblioteca *powerlib* do *SimPowerSystems*TM. Os modelos foram organizados em uma biblioteca denominada *IBDGlib*, cuja interface pode ser vista na Figura B.1.

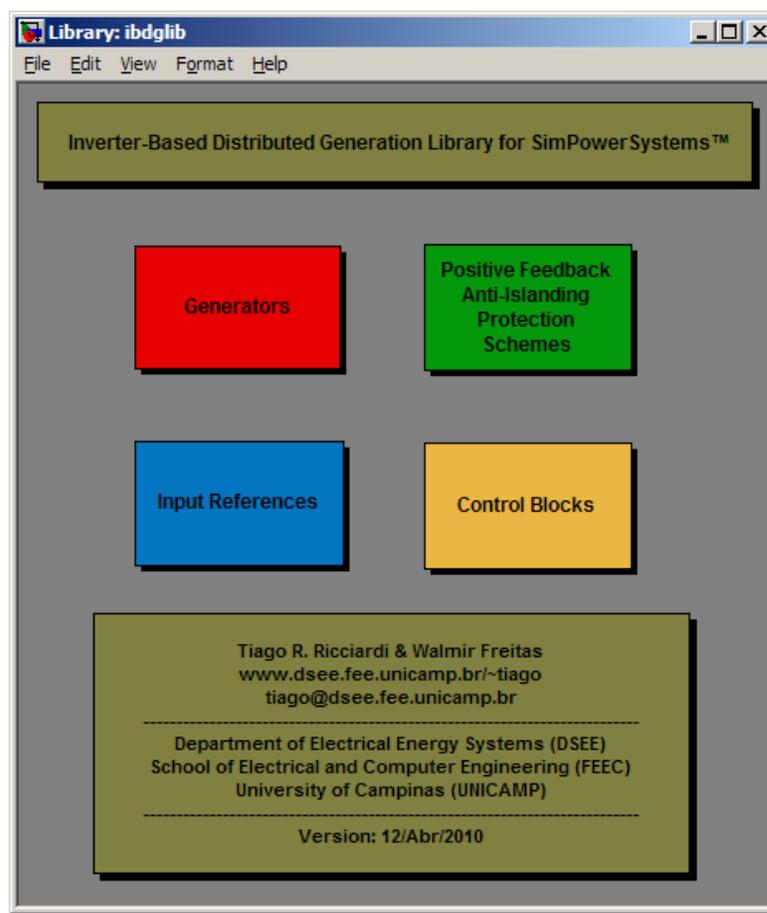


Figura B.1 – Interface da biblioteca de modelos *IBDGlib*.

No menu Geradores (*Generators*), apresentado na Figura B.2, estão organizados os modelos de inversores desenvolvidos. São geradores controlados pra injeção de potência ou corrente constante, com os esquemas de proteção antiilhamento por realimentação positiva ou da Sandia ou da *GE* embutidos.

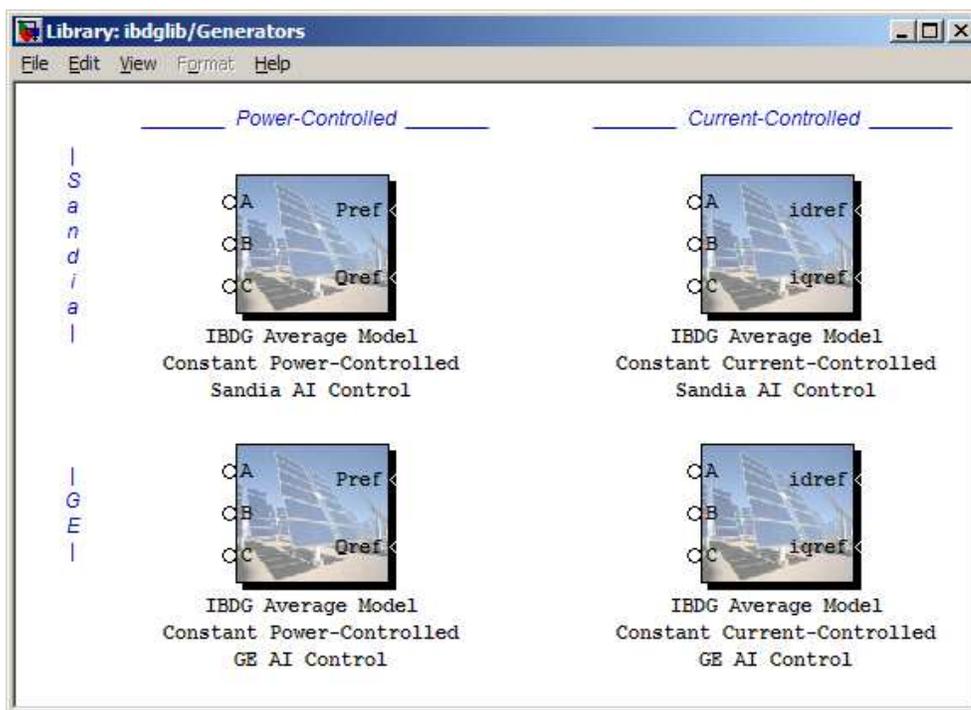


Figura B.2 – Detalhe do menu '*Generators*'.

Os parâmetros de cada gerador conectado via inversor são definidos na máscara associada a cada um dos quatro blocos presentes no menu *Generators*. Como exemplo, a máscara para o gerador com controle antiilhamento Sandia e injeção de potência constante é apresentada na Figura B.3. Observe que o usuário pode configurar um inversor com ambas proteções simultaneamente, frequência e tensão.

Para exemplificar, a Figura B.4 mostra o controle do inversor tipo potência constante com proteção antiilhamento Sandia e a Figura B.5 mostra o controle do inversor tipo corrente constante com proteção antiilhamento Sandia. O controle do inversor é então ligado à fonte de tensão trifásica do modelo contínuo (Figura B.6).



Figura B.3 – Máscara para definição dos parâmetros de simulação do IBDG injeção de potência constante com proteção antiilhamento por realimentação positiva da Sandia.

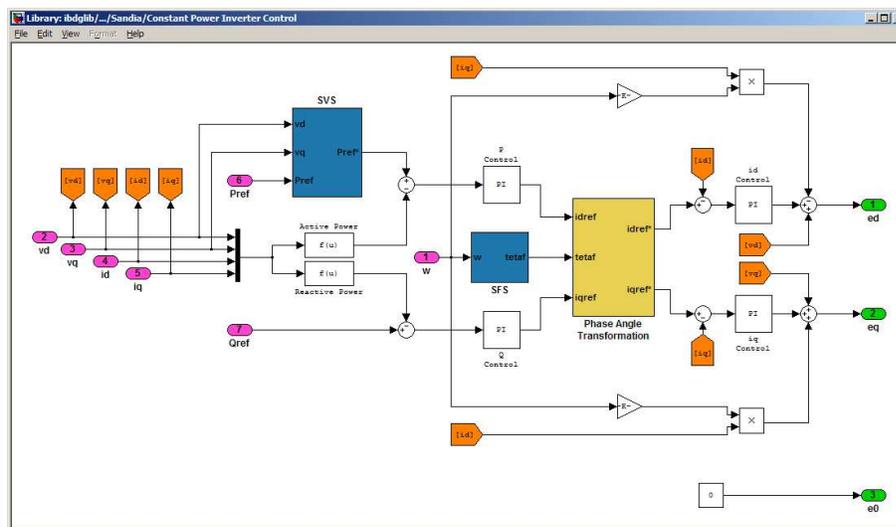


Figura B.4 – Controle do inversor injeção de potência constante com proteção antiilhamento por frequência e tensão Sandia (SFS e SVS).

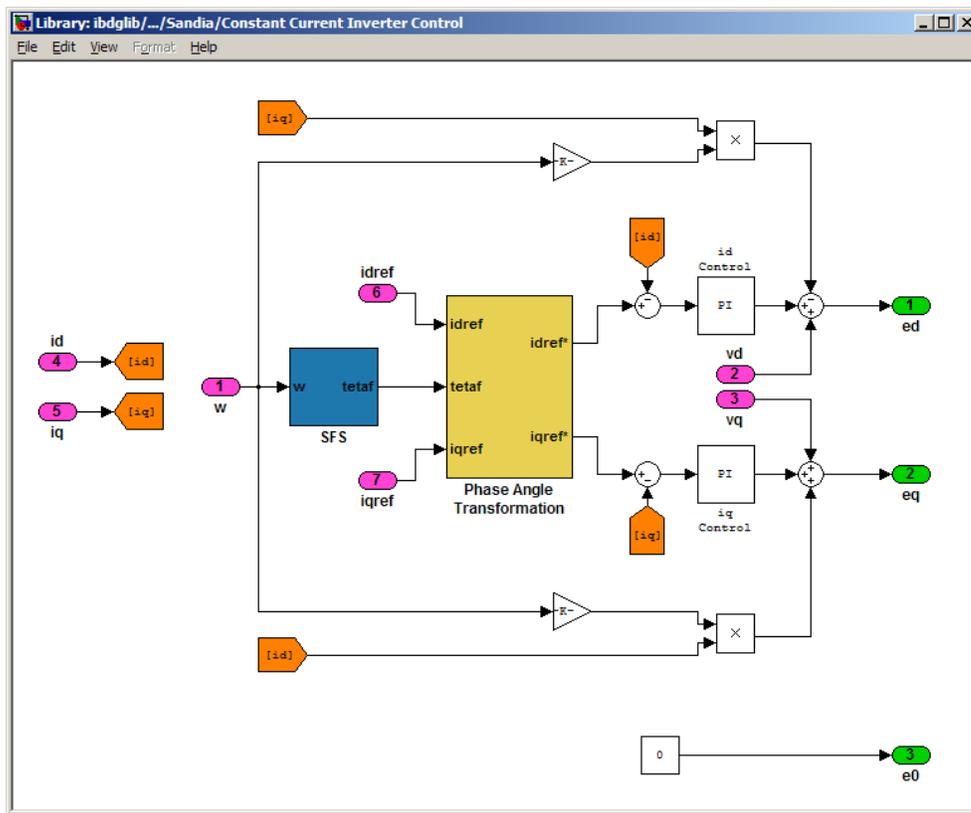


Figura B.5 – Controle do inversor injeção de corrente constante com proteção antilhamamento Sandia por frequência (SFS).

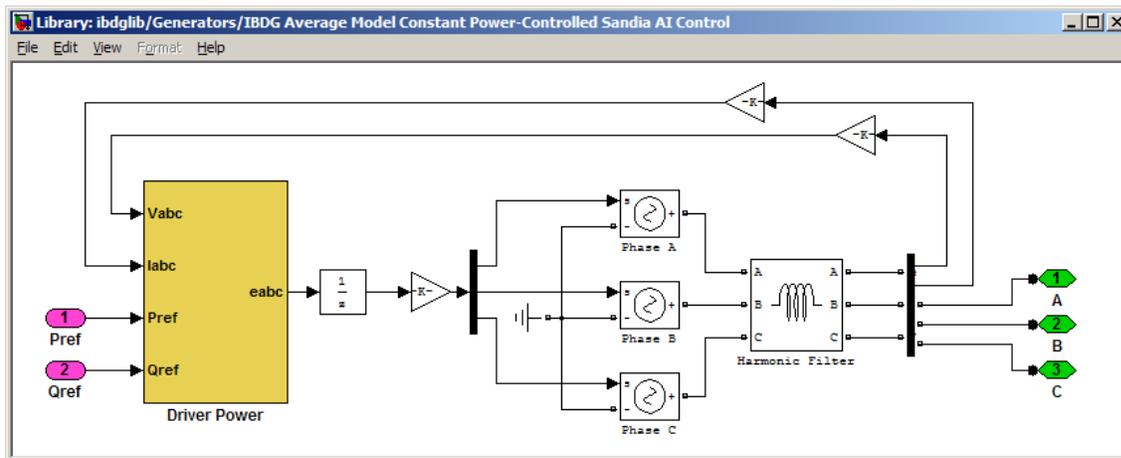


Figura B.6 – Controle do inversor injeção de potência constante com proteção antilhamamento Sandia por frequência (SFS) acionando o banco trifásico de fontes de tensão controladas: modelo contínuo.

Nas Figuras B.7 a B.10 são detalhados os blocos que implementam as funções de proteção antilhamamento por realimentação positiva no controle do inversor.

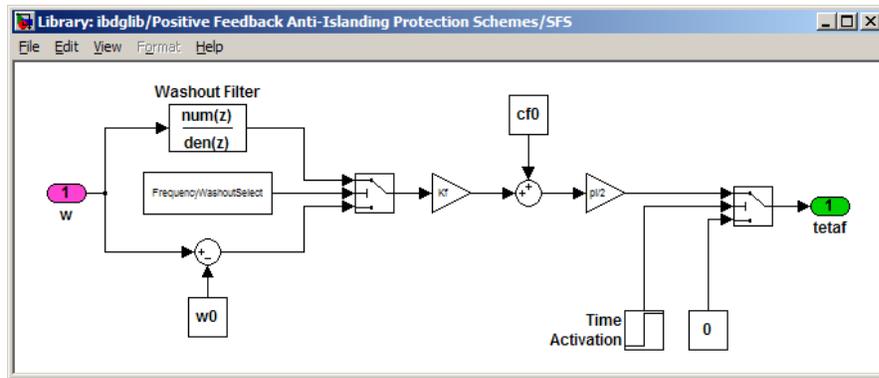


Figura B.7 – Implementação do SFS.

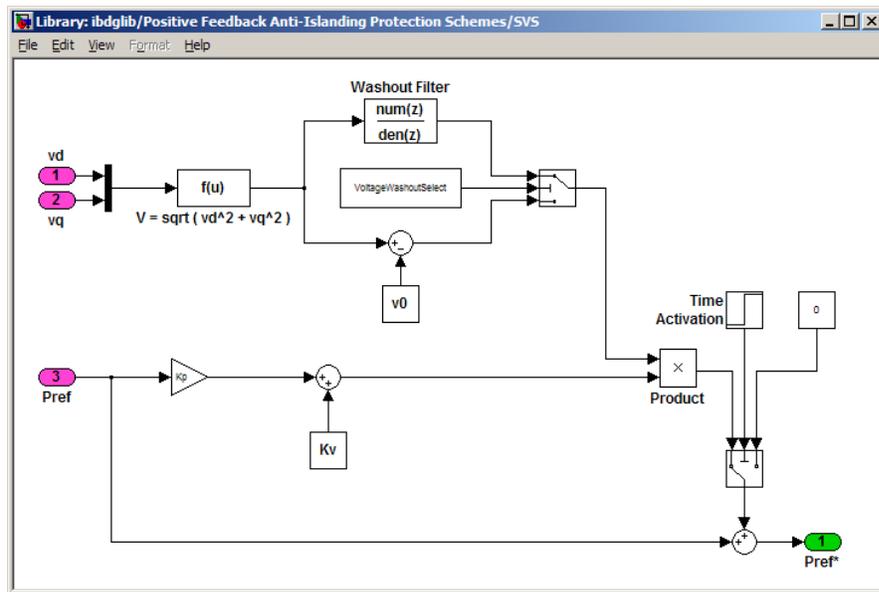


Figura B.8 – Implementação do SVS.

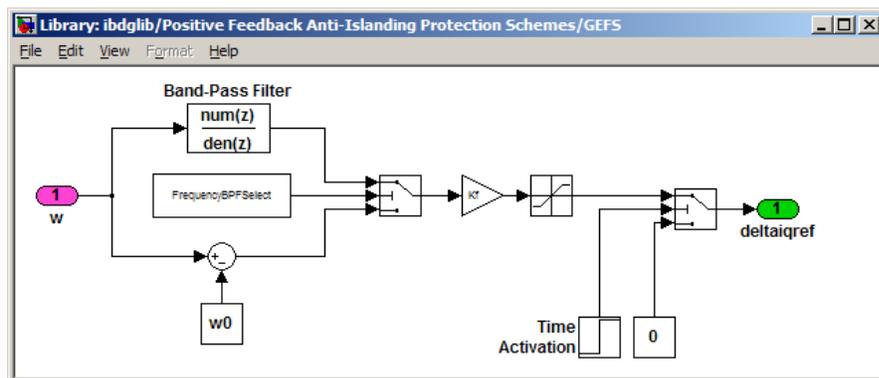


Figura B.9 – Implementação do GEFS.

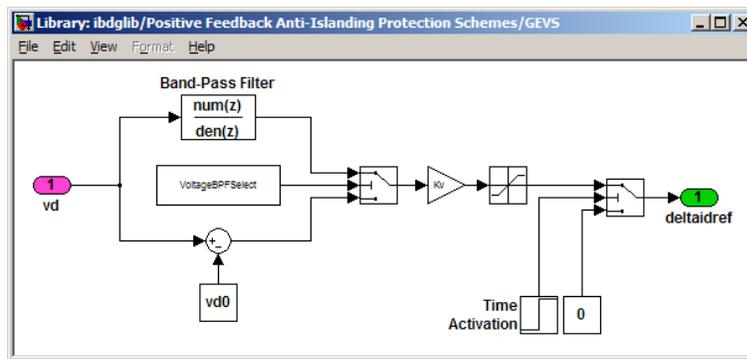


Figura B.10 – Implementação do GEVS.

A Figura B.11 mostra o sistema apresentado na Figura 2.2 implementado para simulações do tipo *EMT* no *SimPowerSystems™* utilizando componentes tanto da biblioteca nativa *powerlib* quanto da biblioteca apresentada *IBDglib*. Na Figura B.12 temos o sistema de múltiplos geradores introduzido na Figura 3.19 implementado para simulações do mesmo tipo.

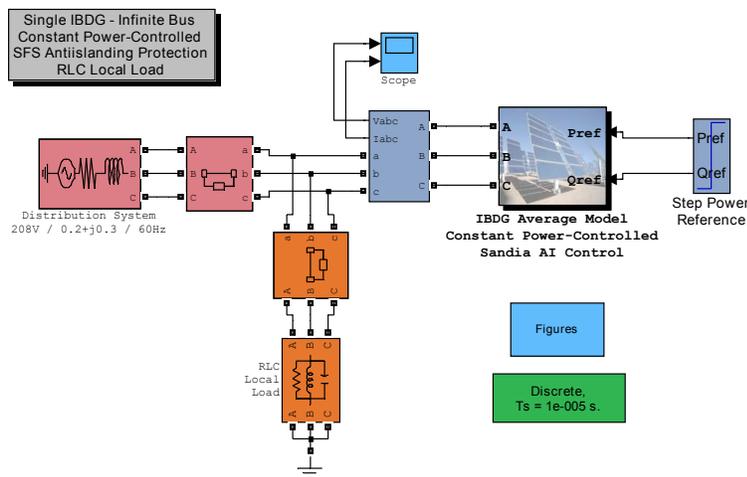


Figura B.11 – Sistema teste com um gerador.

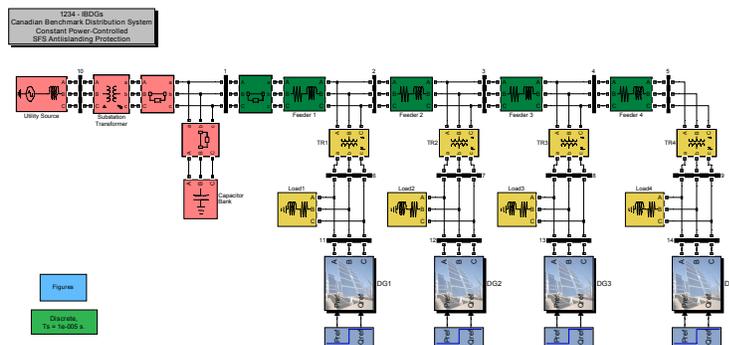


Figura B.12 – Sistema teste – múltiplos geradores.

Apêndice C

Dados e Parâmetros das Simulações

Os dados dos sistemas e as configurações de parâmetros das simulações realizadas nesta dissertação são listados neste Apêndice.

C.1 Sistema com um gerador

Tabela C.1 – Dados de simulação do sistema com um gerador com carga RLC local.

Parâmetro	Valor
V_{base}	208 V (linha, rms)
S_{base}	100 kVA (trifásica)
R	0,2 Ω
X	0,3 Ω
L_s	1,0 mH
k_{pp}	0,5
k_{ip}	100
k_{pi}	0,5
k_{ii}	500
k_{pPLL}	50
k_{iPLL}	500
P_{ref}	0,1 p.u.
Q_{ref}	0,0 p.u.
K_f	0,01
c_{f0}	0,00
R_L	4,32 Ω
Q_f	1,8
f_r	60 Hz
L_L	6,3664 mH
C_L	1,1052 mF

C.2 Sistema com múltiplos geradores

Tabela C.2 – Dados de simulação do sistema de múltiplos geradores.

Parâmetro	Valor
S_{base}	10 MVA (trifásica)
V_{base1}	120 kV (linha, rms)
V_{base2}	12,5 kV (linha, rms)
V_{base3}	208 V (linha, rms)
R_s	0,0 p.u.
X_s	0,01 p.u.
R_T	0,0 p.u.
X_T	0,1 p.u.
R_f	0,0029 p.u.
X_f	0,0041 p.u.
R_t	0,0 p.u.
X_t	0,2 p.u.
k_{ppj}	2,5
k_{ipj}	100
k_{pij}	2,5
k_{ijj}	500
L_{sj}	1,0 mH
k_{pPLLj}	50
k_{iPLLj}	500
K_{fj}	0,01
c_{f0j}	0,00
P_{refj}	0,1 p.u.
Q_{refj}	0,0 p.u.
S_{loadj}	2,0 MVA
fp_j	0,95 indutivo